

# **Life Cycle Cost-Betrachtungen von Hochspannungsschaltanlagen**

## **Vergleichende Beurteilung konventioneller Anlagenkonzepte und aktueller Hybridlösungen**

Vom Fachbereich 18  
Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Technischen Universität Darmstadt  
zur Erlangung der Würde  
eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation

von

**Dipl. – Ing. Karsten Laskowski**

geboren am 27. Juli 1966 in Berlin

Referent:

Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Korreferent:

Prof. Dr.-Ing. Claus Neumann

Tag der Einreichung:

2. Juni 2006

Tag der mündlichen Prüfung:

8. September 2006



# Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand in den Jahren 2002 bis 2006 berufsbegleitend zu meiner Tätigkeit im Bereich Power Transmission and Distribution der Siemens AG. Mein Dank gilt allen, die zum Entstehen der Arbeit beigetragen haben.

Mein besonders herzlicher Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen für die Übernahme des Referats. Ohne seine offene und konstruktive Unterstützung zu jeder Phase würde es diese Arbeit nicht geben. Herrn Prof. Dr.-Ing. Claus Neumann gilt ebenfalls mein besonderer Dank, der im Rahmen seines Koreferats viele wertvolle Hinweise zur klaren Darstellung der Arbeit gegeben hat. Weiterhin möchte ich ausdrücklich Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer für die aktive Mitarbeit an der inhaltlichen Ausgestaltung danken.

Ich danke Frau Mechthild Kunze und Herrn Dipl.-Wi.-Ing. Carsten Kalff für die sorgfältige Durchsicht des Manuskriptes und Herrn Peter W. Kunze für den Anstoß zu der Arbeit.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Frau und meinen Kindern für das mir über lange Zeit entgegengebrachte Verständnis bedanken.

Berlin, im September 2006

Karsten Laskowski



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Übersicht .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Abstract .....</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>11</b>
3.1	Problemstellung .....	11
3.2	Zielsetzung.....	12
3.3	Gliederung .....	13
<b>4</b>	<b>Stand der Technik .....</b>	<b>15</b>
4.1	Life Cycle Cost-Modelle .....	15
4.1.1	Anforderungsprofile an das Modell .....	17
4.1.2	Phasen im Lebenszyklus.....	19
4.1.3	Rollen in Life Cycle Cost-Analysen.....	21
4.1.4	Kostenstruktur der Life Cycle Cost .....	23
4.2	Kalkulationsmethodik.....	25
4.2.1	Kalkulationszinsfuß .....	26
4.3	Zuverlässigkeitstechnik .....	27
4.3.1	Kenngrößen der Zuverlässigkeit.....	28
4.3.2	Stochastische Ereignisse .....	30
4.4	Technologien von Hochspannungsschaltanlagen.....	32
4.4.1	Entwicklung der Schaltanlagentechnologie.....	32
4.4.2	Konventionelle Freiluftschaltanlagen (AIS).....	34
4.4.3	Gasisolierte Schaltanlagen (GIS).....	35
4.4.4	Hybride Schaltanlagenkonzepte .....	36
4.5	Zusammenfassung .....	36
<b>5</b>	<b>Formulierung des Life Cycle Cost-Modells .....</b>	<b>39</b>
5.1	Bewertung der hybriden Schaltanlagenkonzepte .....	40
5.1.1	Ausgewählte Technologien für die Analyse .....	44
5.2	Musteranlagen der Fallstudien.....	45
5.2.1	Bemessungsspannungen .....	46
5.2.2	Schaltungsarten.....	47
5.2.3	Betrachtungsumfang .....	48

---

5.3	Gewählte Kostenstruktur des Modells.....	50
5.4	Investitionskosten .....	51
5.4.1	Systemkosten .....	51
5.4.2	Kosten des Anlagenumfeldes.....	53
5.4.3	Baukosten .....	54
5.5	Betriebskosten .....	55
5.5.1	Prognose zukünftiger Kosten.....	56
5.5.1.1	Datenquellen.....	58
5.5.1.2	Nebenkosten .....	61
5.5.1.3	Kalkulationszinsfuß.....	62
5.5.2	Geplante Instandhaltung des Systemanteils.....	65
5.5.3	Ungeplante Instandhaltung des Systemanteils.....	70
5.5.3.1	Gravierende Störfälle .....	71
5.5.3.2	Geringfügige Störfälle .....	75
5.5.3.3	Besonderheiten der HIS-Konzeption.....	78
5.5.3.4	Unterbrechungen der Energieübertragung .....	82
5.5.4	Instandhaltung des Anlagenumfeldes .....	87
5.5.5	Lebensdauer .....	88
5.6	Stilllegungskosten.....	93
5.7	Ersatzinvestition .....	94
5.8	Basisfälle .....	96
<b>6</b>	<b>Ansätze zur Optimierung von Schaltanlagen.....</b>	<b>107</b>
6.1	Optimierung des Anlagenkonzeptes .....	108
6.1.1	Anlagentyp.....	108
6.1.2	Anlagenaufbau .....	110
6.1.3	Grundstückskosten.....	114
6.2	Optimierung der Instandhaltungsstrategie.....	117
6.2.1	Instandhaltungsstrategien.....	119
6.2.2	Periodische Instandhaltung .....	120
6.2.3	Korrektive Instandhaltung .....	122
6.2.4	Zustandsorientierte Instandhaltung.....	123
6.3	Optimierung durch Monitoring- und Diagnoseverfahren.....	126
6.3.1	Monitoringverfahren.....	127
6.3.2	Analyse der Monitoringverfahren.....	129
6.3.3	Zusammenfassung Monitoringverfahren .....	135
6.4	Optimierung des Erneuerungszeitpunktes .....	136

---

<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>141</b>
<b>8</b>	<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>145</b>
8.1	Abbildungen .....	145
8.2	Tabellen .....	149
<b>9</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>151</b>
9.1	Ausgewählte hybride Konzepte.....	151
9.2	Berechnungsverfahren „LCC-Calc“ .....	154
9.2.1	Programmstruktur .....	155
9.2.2	Parameter zur Programmsteuerung.....	156
9.2.3	Erfassung der Investitionskosten .....	157
9.2.4	Ungeplante Instandhaltungskosten .....	158
9.2.5	Geplante Instandhaltungskosten .....	159
9.3	Musteranlagen .....	160
9.3.1	H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern, 145kV .....	161
9.3.2	H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern, 145kV .....	162
9.3.3	Doppelsammelschienenanlage, 145kV .....	163
9.3.4	Doppelsammelschienenanlage, 420kV .....	164
9.3.5	1½-Leistungsschalteranlage, 420kV .....	165
9.4	Parameter des LCC-Modells .....	166
9.4.1	Allgemeine Parameter.....	166
9.4.2	Parameter der Investitionsphase .....	167
9.4.3	Parameter der Betriebsphase.....	169
<b>10</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>173</b>
<b>11</b>	<b>Lebenslauf.....</b>	<b>183</b>





# 1 Übersicht

---

Betreiber und Hersteller von Hochspannungsschaltanlagen streben insbesondere vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte kostenoptimierte Lösungen an. Die Hersteller bieten neben den etablierten Anlagentechnologien zunehmend innovative Konzepte an. Die Betreiber sind bestrebt, die angebotenen Produkte in kostenoptimierten Anlagenaufbauten in einer optimalen Betriebsführung einzusetzen.

Die vielfältigen Möglichkeiten für Aufbau und Betrieb einer Hochspannungsschaltanlage machen eine leistungsfähige Methodik zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit erforderlich. Mit Hilfe des Life Cycle Costing können die für die jeweilige Situation individuell optimierten Vorgehensweisen identifiziert werden. Entscheidend für den erfolgreichen Einsatz von Life Cycle Cost-Methoden sind neben der geeigneten Methodik geeignete Datenbestände erforderlich, um jede Phase im Lebenszyklus angemessen modellieren zu können.

Im Rahmen dieser Arbeit wird an exemplarisch ausgewählten Anlagenbeispielen die vollständige Vorgehensweise zur Berechnung und Analyse der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen dargestellt. Ausgehend von der Festlegung von Betrachtungsumfang und angemessener Kostenstruktur werden die hersteller- und betreiberunabhängig erhobenen Datenbestände der Cigré analysiert und in das Modell integriert. Es werden die erforderlichen Berechnungsverfahren festgelegt und Musteranlagen zur Durchführung von Fallstudien definiert. Die Auswertung von Parameterstudien und Sensitivitätsanalysen erlaubt die Ableitung von Optimierungsszenarien. Mit Hilfe dieser Vorgehensweise werden Ansätze zur Optimierung von Aufbau und Betrieb von Hochspannungsschaltanlagen vorgestellt.

Die verwendeten Datenbestände der Cigré erlauben den universellen Einsatz des Modells, jedoch sind nicht alle zur Durchführung von Life Cycle Cost-Analysen erforderlichen Daten erhoben worden. Die fehlenden Daten werden durch andere Datenquellen ergänzt oder durch Analogieschlüsse abgeleitet.

Für die vergleichende Analyse der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen werden verschiedene Anlagenkonzepte in unterschiedlichen Anordnungen in den Spannungsebenen 145kV und 420kV untersucht. Um die volle Spannweite der Lösungen von Hochspannungsschaltanlagen zu analysieren, wurde neben den konventionellen Konzepten AIS und GIS exemplarisch eine aktuelle Hybridlösung in die Untersuchungen einbezogen: HIS vom Hersteller Siemens AG. Diese Hybridlösung ist charakterisiert als eine für AIS-Bedingungen optimierte GIS.

Für die Untersuchung der Optimierungspotenziale am Anlagenaufbau der Hochspannungsschaltanlagen werden die definierten Fallstudien in unterschiedlichen Anordnungen wie H-Schaltung, Doppelsammelschienen- oder 1 ½ Leistungsschalteranordnung untersucht sowie der Einfluss der Grundstückskosten betrachtet. Weitergehende Analysemöglichkeiten ergeben sich durch die Verknüpfung von Life Cycle Cost-Analysen mit Verfügbarkeitsberechnungen. Die Berücksichtigung der unterschiedlichen Verfügbarkeiten der verschiedenen Konzeptionen kann zur signifikanten Senkung der Life Cycle Cost beitragen. Neben den Analysen des Anlagenaufbaus tragen Betrachtungen der Betriebsführungsstrategie zur Optimierung der Life Cycle Cost bei. Es werden die Auswirkungen der Wartungsstrategie, des Einsatzes von Monitoringsystemen sowie die optimale Auswahl des Erneuerungszeitpunktes untersucht.

Die eingeführte Methodik zeigt, dass Analysen unter Einbeziehung der aufbereiteten Daten der Cigré eine effektive Unterstützung bei der Analyse und Optimierung von Hochspannungsschaltanlagen unterschiedlicher Konzeption bieten. Unter Einbeziehung eigener Daten in das vorgestellte Modell ist es effizient möglich, individuelle Konfigurationen zu analysieren und zu optimieren.

## 2 Abstract

---

The liberation of the energy market drives utilities and suppliers of high voltage switchgear equipment to identify cost optimized solutions. Nowadays the suppliers offer innovative switchgear concepts in addition to conventional switchgear types. The utilities intend to use the offered products in cost optimized substation layouts using best operating strategies.

It is important to find an efficient method to evaluate the economy of the manifold possible concepts and operating policies of high voltage switchgear. Life Cycle Costing allows identifying the appropriate approach for any individual situation. It is decisive for the successful application of Life Cycle Cost methods to dispose of a suitable database in order to model any phase of the life cycle.

The complete process of calculation and analysis of Life Cycle Cost of high voltage substations are presented using exemplary case studies of dedicated substations. Initially the scope of analysis and the cost breakdown structure are defined. Based on these results the necessary database are identified, analyzed and integrated in the model. The data has been collected supplier and utility independently by Cigré. The calculation methods and case studies are introduced and checked by sensitivity analyses and parameter studies in order to introduce optimization scenarios. This allows identifying approaches for optimization of the layout and the operating policy of high voltage switchgear substations.

The gathered data base provided by Cigré enable the universal application of the model, however not all data required for carrying out Life Cycle Cost analyses have been collected. The missing data are added by data from other sources or derived from the existing data.

Different switchgear concepts in different layouts in 145kV and 420kV are investigated for the comparative analysis of Life Cycle Cost of high voltage switchgear substations. In order to analyze the full scope of high voltage switchgear solutions, beside the conventional concepts AIS and GIS a current hybrid solution was incorporated in the analyses: HIS from the supplier Siemens AG. This hybrid solution characterized as a GIS which is optimized for AIS conditions.

The investigations on the defined case studies are carried out in different layouts, such as H-scheme, double busbar or 1 ½ circuit breaker arrangement, in order to identify the potential for optimization of the arrangement of the substation. Additionally the impact of the influence of the ground costs was analyzed.

The combination of Life Cycle Cost analyses with availability calculations offers advanced ways of analysis. The impact of the different levels of availability of the various concepts can lead to a significant decrease of the Life Cycle Cost. Beside the analyses of the arrangement of the switchgear, investigations on the operating policy contribute to the decrease of Life Cycle Cost. The impact of different service strategies, various monitoring systems and the optimal timing of the replacement of the equipment is examined.

The introduced method shows that Life Cycle Cost analyses integrating the edited data of Cigré provide effective support in analysis and optimization of high voltage switchgear of different concepts. The integration of own data allows the efficient analysis and optimization of individual configurations by using the proposed model.

## 3 Einleitung

---

Eine leistungsfähige Energieversorgung bildet das Rückrat der Infrastruktur eines Landes, Hochspannungsschaltanlagen sind dabei unverzichtbare Bestandteile der Energienetze. Der Energiemarkt ist derzeit einem grundlegenden Wandel unterworfen. Insbesondere durch die Liberalisierung der Märkte sehen sich die Betreiber der Schaltanlagen einem verstärkten Kostendruck ausgesetzt und müssen Investitionen sowie die Betriebsaufwendungen Ihrer Anlagen noch stärker nach wirtschaftlichen Notwendigkeiten ausrichten. Hochspannungsschaltanlagen verlangen ein relativ hohes Investitionsvolumen, zeichnen sich aber durch eine lange Lebensdauer sowie eine hohe Zuverlässigkeit aus. Insbesondere die lange Nutzungsdauer macht Methoden interessant, die Ansatzpunkte zur Optimierung der Gesamtaufwendungen einer Schaltanlage aufzeigen.

Die Anbieter von Hochspannungsschalttechnik reagieren mit unterschiedlichen Technologien, die für die individuellen Einsatzbedingungen optimiert sind. Mit zunehmender Diversifizierung der Technologie steigen die Schwierigkeiten der Betreiber, die für den jeweiligen Einsatzzweck optimale Technologie und Anordnung auszuwählen. Ein wichtiges Bewertungs- und Selektionskriterium bildet dabei die Analyse der Life Cycle Cost.

### 3.1 Problemstellung

Life Cycle Cost bilden einen wesentlichen Bestandteil von Wirtschaftlichkeitsrechnungen, die wiederum Grundlage von Investitionsentscheidungen sind. Insbesondere das hohe Investitionsvolumen und die lange Lebensdauer einer Hochspannungsschaltanlage machen eine sorgfältige Analyse der zukünftig entstehenden Kosten wichtig. Die Literatur bietet viele Ansätze, um die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von Hochspannungsschaltanlagen zu ermitteln oder einzelne Bestandteile einer Anlage einer genaueren Analyse zu unterziehen. Weitergehende Untersuchungen, die die Hochspannungsschaltanlage als Ganzes im Rahmen einer Investitionsentscheidung betrachten, sind bislang nur sehr selten zu finden.

Den vorliegenden Beiträgen zu Life Cycle Cost liegen dabei zumeist individuell ermittelte Datenbasen zugrunde [GON 91], [BAD 01A], [AES 02], [POL 03]. Eine

konsequente Auswertung allgemein zugänglicher Datenbestände zur Verwendung in den Life Cycle Cost-Betrachtungen ist in durchgängiger Form nicht auffindbar. In [IEC 60300] werden die Grundlagen von Life Cycle Cost-Analysen eingeführt, jedoch nur grundsätzliche Handlungsoptionen aufgezeigt. Es werden dabei keine ausreichenden Hinweise für die konkrete Anwendung zu geben. So werden beispielhafte Kostenstrukturen vorgestellt, jedoch keine anwendbaren Kalkulationsschemata eingeführt, zumal nicht für Hochspannungsschaltanlagen oder vergleichbare Gewerke. Kalkulationsmodelle zur vergleichenden Analyse unterschiedlicher Technologien werden nicht dargelegt. Eine herstellerübergreifende Klassifizierung der unterschiedlichen technologischen Konzepte von Hochspannungsschaltanlagen für eine vergleichende Bewertung ist in der Literatur über Life Cycle Cost-Betrachtungen nicht auffindbar.

## 3.2 Zielsetzung

Die vorgelegte Untersuchung bietet basierend auf den bisherigen Forschungsergebnissen einen umfassenden Überblick über die Möglichkeiten der Bewertung und Optimierung von Konzepten von Hochspannungsschaltanlagen mit Hilfe von Life Cycle Cost-Methoden. Dabei steht die anwendungsorientierte Nutzung der Methoden im Vordergrund. Es wird ein Berechnungsmodell geschaffen, das es erlaubt, auf Basis allgemein zugänglicher Datenquellen zuverlässige Aussagen zu Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen zu treffen. Das Modell muss flexibel genug sein, um individuelle Anwendungsfälle abzudecken und alternative Datenbestände zu berücksichtigen. Es basiert dabei auf allgemein zugänglichen Daten der Cigré<sup>1</sup>, damit die abgeleiteten Aussagen transparent und nachvollziehbar sind. Der Betreiber soll in die Lage versetzt werden, die beste Lösung für seinen Anwendungsfall zu identifizieren und das investierte Kapital optimal einzusetzen.

Wichtiger Bestandteil dieser Arbeit ist die Ausarbeitung des Analyseverfahrens „LCC-Calc“, mit dessen Hilfe die Auswirkungen der unterschiedlichen Parameter auf die Life Cycle Cost der betrachteten Systeme in Sensitivitätsanalysen untersucht werden. Hinweise auf die Optimierung der Einflussgrößen können somit abgeleitet werden. Die Ermittlung der Life Cycle Cost dient dem Betreiber insbesondere dazu, die vielfältigen am Markt vertretenen hybriden Anlagenkonzepte zu bewerten und mit den konventionellen Anlagentypen zu vergleichen. Darüber hinaus wird eine Hilfestellung geboten, unterschiedliche Ausführungsvarianten, Redundanzkonzepte, Servicekonzepte, Erneuerungsstrategien und weiteres zu bewerten, um für individu-

---

<sup>1</sup> Cigré (Conseil International des Grands Réseaux Électriques): weltweit tätige Organisation zur Bündelung technischer, wirtschaftlicher, umweltpolitischer, organisatorischer und regulativer Aspekte von elektrischen Energiesystemen ([www.cigre.org](http://www.cigre.org)).

elle Konfigurationen die kostengünstigste Lösung im Rahmen der Beschaffung der Hochspannungsschaltanlage als auch während ihres Betriebes zu finden.

### 3.3 Gliederung

Die Life Cycle Cost-Betrachtungen von Hochspannungsschaltanlagen führen von einer umfassenden Darlegung des derzeitigen Standes der Technik über die Einführung eines geeigneten Life Cycle Cost-Modelles zu ausgewählten Anwendungsbeispielen der Optimierung der Life Cycle Cost von Schaltanlagen.

Im Einzelnen ist die Arbeit wie folgt aufgebaut:

- Zunächst wird der Stand der Technik der Arbeitsgebiete eingeführt, die für die Ermittlung der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen relevant sind: Es werden die Anforderungen an Life Cycle Cost-Modelle und Methodiken zur Kalkulation diskutiert, ein Ausblick über die Kenngrößen und Methoden der Zuverlässigkeitstechnik geboten sowie die unterschiedlichen Technologien der Hochspannungsschaltanlagen vorgestellt.
- Auf diesen Grundlagen aufbauend wird das Life Cycle Cost-Modell formuliert. Dazu werden zunächst die derzeitig angebotenen hybriden Anlagenkonzepte bewertet und ein typischer Vertreter für die vergleichende Bewertung ausgewählt. Für die vergleichende Analyse der Ergebnisse werden charakteristische Musteranlagen und das zu verwendende Life Cycle Cost-Modell definiert. Anschließend werden die Kostenbestandteile des Modells eingeführt und die erforderlichen Daten aus allgemein zugänglichen Quellen erörtert und abgeleitet.
- Schließlich werden Musteranlagen und Modell beispielhaft eingesetzt, um Ansätze für die Optimierung von Schaltanlagen in den unterschiedlichen Phasen des Lebenszyklus aufzuzeigen. Dabei werden typische Fragen wie der Einsatz unterschiedlicher Technologien oder Anlagenaufbauten, die Anwendung von Monitoring- und Diagnoseverfahren sowie Instandhaltungs- oder Erneuerungsstrategien vor dem Hintergrund der Life Cycle Cost-Methodik diskutiert.

Im Anhang sind die verwendeten Parameter und die Musteranlagen eindeutig dokumentiert. Außerdem wird auf das Berechnungsverfahren „LCC-Calc“ eingegangen, damit das verwendete Rechenmodell sich an individuelle Bedingungen anpassen lässt, um Ansatzpunkte zur Optimierung der Life Cycle Cost individueller Hochspannungsschaltanlagen erkennen zu können.





## 4 Stand der Technik

Die Bewertung unterschiedlicher Schaltanlagenkonzeptionen mit Hilfe von Life Cycle Costing ist unter Einbeziehung verschiedener technischer und wirtschaftswissenschaftlicher Fachgebiete möglich. Es wird einführend der Stand der Technik der Formulierung von Life Cycle Cost-Modellen und der dazu erforderlichen Verfahren der Kalkulation, Stochastik sowie Zuverlässigkeitstechnik erörtert. Außerdem wird der derzeitige Stand der Hochspannungsschaltanlagentechnologie diskutiert.

### 4.1 Life Cycle Cost-Modelle

Life Cycle Cost umfassen die Aufwendungen im Zusammenhang mit der betrachteten Einheit von ihrer Konzeption und Fabrikation über deren Betrieb bis zum Ende der nutzbaren Lebenszeit und fassen damit die gesamten Kosten zusammen, die ein System während seines Lebens verursacht bzw. verursachen wird [SEL 86a], [FRÖ 84], [IEC 60300]<sup>2</sup>. Life Cycle Cost-Betrachtungen oder Life Cycle Costing bilden dabei keine besondere Rechenmethodik, sondern eine systematisierte Betrachtung aller anfallenden Kosten mit dem Ziel, die Gesamtkosten zu minimieren [RIE 96], [RIE 02]. Anstelle des Begriffes Life Cycle Cost werden in der Literatur auch die Begriffe Lebenswegkosten, Lebenszykluskosten oder Lebenslaufkosten synonym verwendet [BIR 91].

Die Methoden der Produktlebenszyklusrechnung oder Lebenszyklusrechnung sind jedoch vom Life Cycle Costing abzugrenzen. Lebenszyklusrechnungen berücksichtigen alle anfallenden Zahlungsströme (Ein- sowie Auszahlungen) im Laufe des Lebenszyklus einer Produktgeneration und berücksichtigen somit auch die sich ergebenden Erlöse. Es werden die zur Vermarktung einer Produktgeneration gehörenden

---

<sup>2</sup> Die IEC 60300-3-3 definiert den „life cycle“ als „time interval between a product's conception and its disposal“ und „life cycle costing“ als „process of economic analysis to assess the life cycle cost of a product over its life cycle or a portion thereof“

Phasen wie Marktuntersuchungen, Markteinführung, Vermarktung etc. berücksichtigt und der wirtschaftliche Erfolg dieser Projekte bewertet [RIE 02].

Nutzwertanalysen oder Life Cycle Assessments können Life Cycle Cost-Rechnungen sinnvoll ergänzen, wenn nicht nur die quantitativ erfassbaren Kosten des Systems berücksichtigt, sondern auch die Bewertung nicht monetärer Kriterien (Nutzwertanalyse) oder die Auswirkungen auf die Umwelt (Life Cycle Assessment) einbezogen werden sollen.

Auf speziellen Gebieten der Hochspannungstechnik wurden in den vergangenen Jahren Ansätze unternommen, sich mit dem Thema Life Cycle Costing auseinander zu setzen. Eine Auswahl sei im Folgenden dargestellt:

- Normative Grundlagen von Life Cycle Cost-Analysen wurden in [IEC 60300] eingeführt. Diese Darstellung ist eine wichtige Grundlage für die Analysen auch dieser Arbeit. Es gilt jedoch, die grundsätzlichen Hinweise von [IEC 60300] in die konkrete Problemstellung zu integrieren und die resultierenden Ergebnisse abzuleiten.
- In [GON 91] wurde eine ausführliche Verfügbarkeitsanalyse von Hoch- und Mittelspannungsanlagen in Abhängigkeit von unterschiedlichen Anlagenaufbauten veröffentlicht. Diese Arbeit berücksichtigt die wesentlichen Grundlagen des Life Cycle Costing.
- Life Cycle Cost-Modelle zur Beurteilung von Freiluft-Hochspannungsleistungsschaltern wurden in [BAD 01A] und [BAD 01B] veröffentlicht. Das verwendete Modell ist umfangreich aufgebaut, jedoch auf AIS-Leistungsschalter limitiert.
- In [AES 02] wird der Ansatz unternommen, vereinfachte Anlagenaufbauten in unterschiedlichen Technologien mit Hilfe von Life Cycle Costing zu vergleichen. Es ist nicht ersichtlich, wie tiefgreifend das Life Cycle Cost-Modell aufgebaut ist.
- Ansätze zur Formulierung funktionaler Spezifikationen finden sich in [CAR 00]. Wichtiger Bestandteil ist ein Life Cycle Cost-Modell, das den zentralen Bestandteil einer solchen Spezifikation bilden soll.
- Ein Life Cycle Cost-Modell zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Ersatzes von Leistungsschaltern auf Basis des auf das Gerät einwirkenden Stresses wird in [POL 03] formuliert. Da dieser Ansatz auf Markovschen Modellen basiert, werden umfangreiche Daten zum Zustand der betrachteten Geräte benötigt.
- Eine vergleichende Analyse der Verfügbarkeit von H-Schaltungen von AIS und GIS wird in [GHA 00] durchgeführt. Verfügbarkeitsanalysen bieten sich als Ergänzung zum Life Cycle Costing an.
- Der Einfluss unterschiedlicher Servicestrategien auf den Lebenszyklus von Hochspannungsschaltgeräten wird in [BAL 02] diskutiert.

Die vorliegende Arbeit greift die bestehenden Ansätze auf und integriert diese zu einer umfassenden Analyse der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen. Im Mittelpunkt steht dabei die Verwendung herstellerunabhängiger, empirisch ermittelter Daten, damit das Modell allgemein anwendbar ist. Das so erarbeitete Modell ist damit leicht auf weitere Anlagenkonzepte und –technologien übertragbar.

#### 4.1.1 Anforderungsprofile an das Modell

Die Anforderungen an ein Life Cycle Cost-Modell für Hochspannungsschaltanlagen sind sehr umfangreich. Eine Vielzahl von Parametern muss unter variablen Bedingungen zu korrekten und vergleichbaren Ergebnissen führen. Insbesondere die lange Lebensdauer der Anlagen und die sich daraus ergebenden vergleichsweise großen Unwägbarkeiten führen zu hohen Anforderungen an das auszuwählende Modell. Es stellt sich somit die Frage, welche Bedingungen ein Berechnungsmodell für Life Cycle Cost erfüllen muss, um diesen Anforderungen gerecht zu werden. Im Folgenden werden vier verschiedene Ansätze zur Bewertung von Life Cycle Cost-Modellen eingeführt und bewertet. Diese Ansätze wurden aus unterschiedlichen Motivationen heraus formuliert und ergeben somit einen guten Überblick über die unterschiedlichen Life Cycle Cost-Methodiken.

In [IEC 60300] wird ein universell einsetzbares Life Cycle Cost-Modell formuliert, das empirisch aus den Erfahrungen des praktischen Einsatzes abgeleitet wurde. Es basiert auf den Anforderungen eines universell einsetzbaren Basismodells, das spezifisch erweitert werden kann. Ein diesen Anforderungen entsprechendes Modell soll

- repräsentativ,
- umfassend,
- einfach und
- spezifisch sein.

Ein weiterer Ansatz wird im *Decision Calculus – Modell* dargelegt: Es setzt sich mit den Prognoseunsicherheiten zukünftiger Betriebskosten auseinander. Je länger die Lebensdauer eines Betrachtungsobjektes einer Life Cycle Cost-Analyse ist, desto größer werden die Unwägbarkeiten, die aus der Schätzung der zukünftigen Kosten entstehen. Diese Eigenschaft trifft auf Hochspannungsschaltanlagen mit typischen Lebensdauern von bis zu 50 Jahren besonders zu. Eine Möglichkeit, die Unwägbarkeiten von lange in die Zukunft gerichteten Rechenmodellen abzumildern, ist es, Expertenurteile einzubinden. Expertenurteile werden durch die sinnhafte Verknüpfung von „harten“ Daten der Vergangenheit – ermittelt durch systematische Untersuchungen – und Extrapolation dieser Erfahrungen in die Zukunft gewonnen [SEL 86b]. Es reicht dabei nicht aus, die Daten der Vergangenheit lediglich in die Zukunft fortzuschreiben, vielmehr müssen die Erkenntnisse der Vergangenheit dazu genutzt werden, die zukünftige Entwicklung in gewisser Weise „vorherzusehen“. Diese Zielsetzung wird durch das Modell des „Decision Calculus“ verfolgt [LIT 70].

Ein weiteres Life Cycle Cost-Modell wurde vor dem Hintergrund einer prototypgestützten Lebenszyklusrechnung aufgebaut [PFO 02]. Die Lebenszyklusrechnung bewertet im Unterschied zur Life Cycle Cost-Rechnung nicht den Lebenszyklus eines bestimmten Objektes (z. B. einer bestimmten Schaltanlage), sondern den Marktlebenszyklus eines Produktes. Es werden Ein- und Auszahlungen berücksichtigt, so dass die absolute Vorteilhaftigkeit eines derartig betrachteten Produktlebenszyklus ermittelt werden kann. Dieser Ansatz erfordert wie beim Ansatz des Decision Calculus eine mehrperiodische Betrachtung.

Eine umfassende Darstellung zum Stand der Forschung von Life Cycle Cost-Modellen wird in [WÜB 84] dargeboten. Im Vordergrund steht das phasenorientierte Life Cycle Cost-Modell, das sich im Wesentlichen durch folgende Eigenschaften auszeichnet:

*Ganzheitliche, dynamische Sichtweise*

Das Modell muss das ganze System betrachten und durch die dynamische Sichtweise auch zukünftige Entwicklungen antizipieren.

*Entscheidungsinterdependenz*

Entscheidungen in frühen Phasen wirken sich nachhaltig auf nachfolgende Phasen aus.

*Systematische Problemspezifikation*

Jede Phase im Lebenszyklus bedarf einer phasenspezifischen Vorgehensweise.

*Risikominimierung und Flexibilität*

Durch Aufspaltung des Betrachtungsobjektes in einzelne Elemente und Phasen wird das Risiko der Life Cycle Cost-Rechnung minimiert und deren Flexibilität erhöht.

*Lernfähigkeit*

Der Lebenszyklus kann als Lernprozess verstanden werden, wodurch die Berechnungsungenauigkeit vermindert wird.

*Systemteilung*

Die Aufteilung der Verantwortung an dem betrachteten System auf unterschiedliche Personen und Gruppen („Rollen“) erhöht sich die Transparenz des Systems.

Die Anforderungen an die Modelle zeigen trotz unterschiedlicher Vorgehensweise einen hohen Grad an Übereinstimmung. Die zentralen Anforderungen aus diesen vier Ansätzen an ein geeignetes Life Cycle Cost-Modell liegen im Wesentlichen in den Forderungen nach

- Einfachheit,
- robuster Genauigkeit,
- umfassender Richtigkeit und
- repräsentativer Aussage bei einfacher Handhabung.

Das zu formulierende Life Cycle Cost-Modell für Hochspannungsschaltanlagen hat diesen Anforderungen zu entsprechen.

### 4.1.2 Phasen im Lebenszyklus

Der Begriff Zyklus beschreibt „einen Kreislauf regelmäßig wiederkehrender Dinge oder Ereignisse, eine Zusammenfassung, Reihe oder Folge“ [WÜB 82]. Insofern beschreibt der Lebenszyklus die Entwicklungsphasen, die ein Objekt in seiner Lebenszeit durchläuft. Das Konzept der Life Cycle Cost fußt demzufolge auf dem Gedanken, dass künstliche Systeme analog den natürlichen Systemen bestimmte Entwicklungsstadien durchlaufen. Insofern ist es nahe liegend, Life Cycle Cost-Rechnungen phasenweise zu strukturieren. Die einfachste Unterteilung des Lebenszyklus ist die Gliederung in zwei Phasen [BEC 86]:

1. Herstellphase und
2. Einsatzphase.

Die Kosten der Herstellphase werden als gut sichtbar charakterisiert und umfassen alle Aufwendungen zur Planung, Entwicklung und Umsetzung des zu betrachtenden Systems auf Seiten des Herstellers. Die Kosten für Installation und abschließende Übergabeprüfungen sind insbesondere bei Anlagenprojekten nicht zu vernachlässigen und bilden die abschließende Phase der Herstellung der Anlage. Somit werden sie meist der Herstellphase zugeschlagen.

Demgegenüber lassen sich die Kosten aus der Einsatzphase nur sehr aufwendig ermitteln, in der Regel müssen Schätzwerte verwendet werden. Außerdem ist die Abgrenzung der zu berücksichtigenden Kosten diffiziler. Die zu betrachtenden Kostenbestandteile müssen sorgfältig definiert werden. Einen selten berücksichtigten Kostenanteil bilden die Kosten, die im Rahmen einer Ersatzinvestition nach Außerbetriebnahme der ursprünglichen Anlage anfallen. Bei Untersuchung des Lebenszyklus eines einzelnen Betrachtungsobjektes kann dieser Kostenanteil außer Betracht gelassen werden. Sind jedoch unterschiedliche Ausprägungen des Betrachtungsobjektes mit verschiedenen Nutzungsdauern (z.B. unterschiedliche Technologien) Gegenstand der Untersuchung, sind die daraus resultierenden Kostenunterschiede aus den Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen.

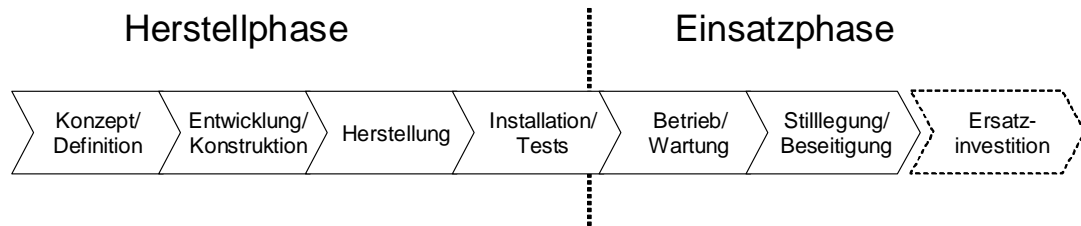


Abb. 1 Phasen des Lebenszyklus einer Hochspannungsschaltanlage

Eine feinere Unterteilung der Lebenszykluskosten, wie sie auch für Hochspannungsschaltanlagen Anwendung finden kann, ist in Abb. 1 dargestellt. Ausgehend von dieser Basisgliederung werden je nach Zielsetzung der Analyse unterschiedliche weitere Unterteilungen vorgenommen [WÜB 84], [WIL82]. Im Rahmen der Einführung der Kostenstruktur in Abschnitt 4.1.4 werden Modelle eingeführt, die den Anforderungen an Hochspannungsschaltanlagen detaillierter entsprechen.

In den frühen Phasen des Lebenszyklus werden die Gesamtzykluskosten bereits stark beeinflusst. Nach Abschluss der Konzeptionsphase sind allgemeinen Untersuchungen zufolge bereits bis zu 70% der Gesamtlebenszykluskosten eines Systems determiniert [WIL 82], [BAR 96]. Die Anlagenzuverlässigkeit und -instandhaltbarkeit wird maßgeblich in den Phasen der Anlagenprojektierung und -bereitstellung beeinflusst [BÖN 97]. Erhöhte Aufwendungen in der Herstellphase steigern in der Regel die Qualität und senken somit die Aufwendungen in der Einsatzphase [BEC 86]. Die Wechselwirkungen zwischen den Anfangs- und Folgekosten spielen bei den Betrachtungen der Life Cycle Cost eine gewichtige Rolle. Es lassen sich aus den möglichen Abhängigkeiten von Anfangs- zu Folgekosten theoretisch vier Hypothesen ableiten [WÜB84]:

**Hypothese 1:** Steigende Anfangskosten führen zu sinkenden Folgekosten  
*Kostenminimierung.*

**Hypothese 2:** Sinkende Anfangskosten führen zu sinkenden Folgekosten  
*Kostenoptimierung.*

**Hypothese 3:** Sinkende Anfangskosten führen zu steigenden Folgekosten  
*Preisoptimierung.*

**Hypothese 4:** Steigende Anfangskosten führen zu steigenden Folgekosten  
*Verschwendung.*

Die Auswirkung von sich verändernden Anfangs- auf die Folgekosten wird auch durch unterschiedliche technische Konzepte verursacht. Dieser Zusammenhang wird unter anderem in [IEC 60300] thematisiert. Es wird analog der Hypothese 1 „Kostenminimierung“ postuliert, dass höhere Investitionskosten in einer höherwertigen Technik resultieren und dadurch die Betriebskosten durch höhere Zuverlässigkeit und geringere Wartungsaufwendungen sinken (vgl. Abb. 2).

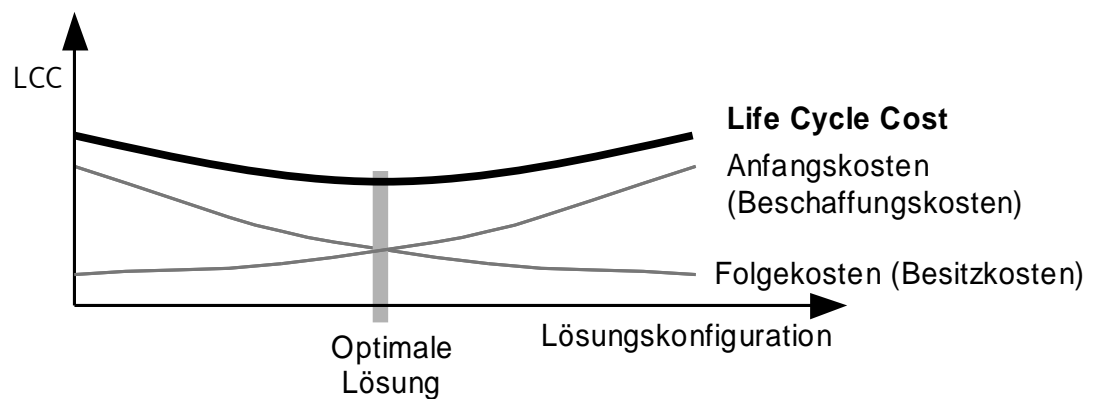


Abb. 2 Auswahl einer wirtschaftlich optimalen Lösung unter Berücksichtigung der Interdependenz Anfangs- und Folgekosten (angelehnt an [BÖN 97])

Aber auch die anderen Hypothesen können durch geeignete Strategien erreicht werden. Optimal ist die Strategie der Hypothese 2 zu bezeichnen: Verringerte Investitionskosten führen zu verringerten Betriebskosten.

Es erscheint somit geboten, die Gesamtkosten des Lebenszyklus zu betrachten, also die vom Anlagenhersteller beeinflussten Anfangskosten und die vom Anlagennutzer beeinflussten Folgekosten. Die Variation der Anlageneigenschaften erlaubt eine Untersuchung der Abhängigkeiten von Anfangs- und Folgekosten. Dabei kann durch eine Erhöhung der Anlagenzuverlässigkeit eine Senkung der Instandhaltungskosten erreicht werden, um so trotz höherer Kosten der Anlagenbereitstellung insgesamt eine Senkung der Gesamtkosten zu erreichen [BÖN 97].

### 4.1.3 Rollen in Life Cycle Cost-Analysen

Vor dem Hintergrund der korrekten Berücksichtigung der Phasen des Lebenszyklus in der Gesamtrechnung ist es erforderlich, den Schwerpunkt der Untersuchung zu identifizieren. Die gleichrangige Berücksichtigung aller Phasen des Lebenszyklus genügt bei der überwiegenden Anzahl der Anwendungen nicht den Ansprüchen der praktischen Anwendung. So nehmen Nutzer komplexer Systeme die ersten Phasen des Lebenszyklus nicht oder nur marginal wahr. Die vielfältigen Einflussgrößen von Life Cycle Cost-Rechnungen machen eine exakte Definition des Betrachtungsumfanges und der Betrachtungsblickrichtung erforderlich. Es besteht ansonsten die Gefahr, dass einige die Life Cycle Cost beeinflussenden Faktoren zu stark oder zu schwach gewichtet werden. Je nach Schwerpunkt der Untersuchung werden in der Bestimmung unterschiedliche Einflussfaktoren der Life Cycle Cost unterschiedlich bewertet.

Zur Bewertung der Life Cycle Cost eines Investitionsobjekts können die folgenden Rollen identifiziert werden [WIL 82]:

- Systembenutzer,
- Systemplaner und
- Systemhersteller.

Des Weiteren sind weitere beteiligte Partner in die Betrachtung einzubeziehen, z.B. die Gesellschaft, staatliche Institutionen und nichtstaatliche Organisationen, Aktionäre, Banken.

Der *Systembenutzer* ist der Abnehmer oder Endkunde des Systems. Aus seinen Anforderungen entstehen die Vorgaben für dessen Ausgestaltung. Der Systembenutzer muss bei der Formulierung seiner Anforderung die Auflagen Dritter – seien es gesetzliche, von den Finanzierenden ausgehende oder andere – berücksichtigen. Weiterhin ist zu klären, inwieweit Leistungen des Systemplaners oder des Systemherstellers durch den Systembenutzer wahrgenommen werden.

Der *Systemplaner* konzipiert das System auf Basis der Anforderungen des Systembenutzers und übernimmt teilweise auch die konstruktive Ausgestaltung des Systems und überträgt die Realisierung dem Systemhersteller.

Der *Systemhersteller* realisiert das vom Systemplaner ausgearbeitete Konzept und führt es bis zum Betriebseinsatz (vergleiche Abb. 3).

Bei Hochspannungsschaltanlagen wurden die Aufgaben des Systemplaners insbesondere in entwickelten Industrienationen häufig durch den Systembenutzer wahrgenommen. Im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte und der damit verbundenen Konzentration auf das Kerngeschäft werden diese Aufgaben zunehmend auf den Systemhersteller verlagert. Außerdem ist eine Verlagerung der Wahrnehmung von Wartungs- und Servicearbeiten vom Systembenutzer zum Systemhersteller oder auch zu unabhängigen Dritten zu beobachten.

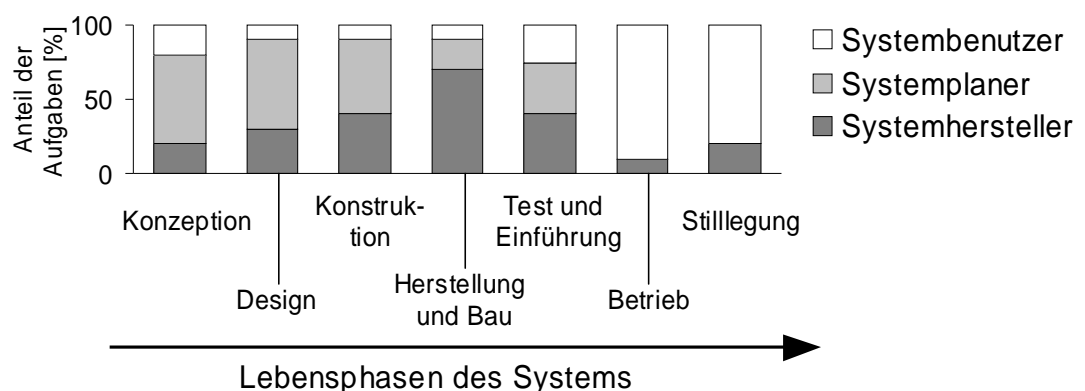


Abb. 3 Verlauf der Aufgabenverteilung zwischen Systembenutzer, -planer und -hersteller [WIL 82]



Der Charakter einer Life Cycle Cost-Analyse wird im Wesentlichen durch die gewählte Betrachtungsweise definiert: Die Analysen können aus Sicht des Systemherstellers oder aus Sicht des Systemnutzers erfolgen. Theoretisch wäre auch eine Analyse aus Sicht des Systemplaners denkbar, jedoch spielt diese Rolle bei Hochspannungsschaltanlagenprojekten wie zuvor ausgeführt nur eine untergeordnete Rolle.

Für die Perspektiven gelten folgende Randbedingungen:

*Systemhersteller-orientiert (Herstellerperspektive)*

Der Hersteller betrachtet die Life Cycle Cost über den Lebenszyklus seines Produktes. Die Beurteilung der Einsatzphase kann nur indirekt und somit nur sehr ungenau erfolgen, wohingegen die Beurteilung der Herstellphase sehr detailliert erfolgen kann.

*Systembenutzer-orientiert (Kundenperspektive)*

Die Herstellungskosten wirken sich als Anschaffungs- oder Investitionskosten aus und werden nicht weiter nach internen Herstellungsphasen differenziert. Die Aufwendungen der Einsatzphase sind die Kosten, die aus dem Besitz („Besitzkosten“) resultieren und somit dem Benutzer meist ausreichend bekannt.

In der Zielsetzung wurde bereits ausgeführt, dass die in dieser Arbeit vorgestellte Methodik den Betreiber einer Hochspannungsschaltanlage bei Optimierung seiner Installation unterstützen soll und insofern die Kundenperspektive Anwendung findet.

#### 4.1.4 Kostenstruktur der Life Cycle Cost

Aufbauend auf den Anforderungen eines geeigneten Modells (s. Abschnitt 4.1) und den zu betrachtenden Phasen (s. Abschnitt 4.1.2) ergeben sich Ansprüche an die der weiteren Analyse zugrunde liegenden Kostenstruktur. Eine geeignete Kostenstruktur erlaubt es, die Kosten so zu untergliedern, dass die Kosteneigenschaften eindeutig definiert werden [WIL 82]. Außerdem soll es die Kostenstruktur erlauben, die Zusammenhänge der Einflussgrößen zu erkennen und Ansatzpunkte zur Optimierung zu finden [BEC 86].

Kostengliederungen können input- oder outputorientiert aufgebaut sein: Bei der Inputorientierung werden Kostenarten angesetzt, die direkt zur Verfügung stehen. Dies ist die übliche Vorgehensweise der Kostenabgrenzung der betrieblichen Kostenrechnung und für die systemorientierte Kostenbetrachtung nur begrenzt einsetzbar.

Die outputorientierte Kostengliederung verknüpft die Originärdaten zu Kostenbündeln, die als Bezugsgrößen zur Bewertung projektartiger Systeme dienen können. Diese Kosteninformationen werden in der Regel in hierarchischen Systemen aufgebaut, z. b. als Projektstrukturplan. Die Klassifikation der Kosten kann nach der in Abb. 4 dargestellten Struktur erfolgen.

Verrichtungs-orientiert	Temporär	Objekt-orientiert	Attributiv
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apparate &amp; Maschinen</li> <li>• Materialkosten</li> <li>• Konstruktionskosten</li> <li>• ...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konzeptionsphase</li> <li>• Entwicklungsphase</li> <li>• Betriebsphase</li> <li>• ...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leistungsschalter</li> <li>• Steuerung</li> <li>• Anlagenumfeld</li> <li>• ...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deterministisch/ Stochastisch</li> <li>• Kurzfristig/ langfristig</li> <li>• ...</li> </ul>

Abb. 4 Mögliche Kostenklassifikationen gemäß der Outputbetrachtung (basierend auf [WIL 82])

Eine geeignete Kostenstruktur zur Bewertung der hier betrachteten Hochspannungsschaltanlagen muss nicht nur einer Klassifikation entsprechen. Es ist gleichwohl möglich, mehrere Klassifikationsarten in einer hierarchischen Kostenstruktur zu kombinieren. Es ist jedoch darauf zu achten, unterschiedliche Klassifikationen nicht innerhalb einer Hierarchieebene zu verwenden, sondern je Ebene lediglich eine Klassifikationsart zu verwenden. Andernfalls lassen sich die Kostenarten nicht eindeutig den Kostenelementen der Klassifikation zuordnen.

Kosten, die nicht eindeutig der Kostenstruktur zugeordnet werden können, bezeichnet man als indirekte oder Gemeinkosten. Es muss jedoch im Einzelfall kritisch abgewogen werden, ob diese Kosten im Rahmen einer Life Cycle Cost-Rechnung berücksichtigt werden müssen. Insbesondere in den hier diskutierten Life Cycle Cost-Vergleichen sind nur die unterschiedlichen Kosten der jeweiligen Szenarien relevant.

In der ersten Ebene der hierarchischen Kostenstruktur soll nach der Phase des Lebenszyklus differenziert werden:

#### *Anfangskosten – Folgekosten*

In den Anfangskosten werden bei Anlagenprojekten zumeist Kosten folgender Phasen berücksichtigt [BÖN 97]:

- Anlagenprojektierung,
- Anlagenbereitstellung,
- Anlageninstallation.

In der Betrachtung der Folgekosten werden die Kosten berücksichtigt, die aus dem Besitz der Anlage resultieren:

- Anlagennutzung,
- Anlagenentsorgung.

Im Rahmen der Anwendung des Life Cycle Cost-Modells für Hochspannungsschaltanlagen aus der Kundenperspektive (vgl. Abschnitt 4.1.3) bietet sich folgende Gliederung an, die im Folgenden verwendet wird [IEC 60300]:

*Investitionskosten – Betriebskosten – Stilllegungskosten*

Die Zusammenfassung der Betriebs- und der Stilllegungskosten zu Besitzkosten ist denkbar:

*Investitionskosten – Besitzkosten*

## 4.2 Kalkulationsmethodik

Investitionskostenrechnungen werden üblicherweise angestellt, um die Wirtschaftlichkeit einer einmaligen Investition und längerfristiger Rückflüsse als Auswirkung der investiven Maßnahmen zu beurteilen. Ergänzend ist die Berücksichtigung von Reparatur- oder Wartungskosten während der Phase der Rückflüsse denkbar. Betrachtet man die Zahlungsvorgänge bei diesen Vorhaben, so stellt man fest, dass im Grundmodell einer Auszahlung (die Investition als Abgang liquider Mittel) eine Reihe von Einzahlungen (Rückflüsse aus der Investition) folgen. Es sind ergänzend weitere Zahlungsströme möglich, z. B. einer der Auszahlung vorausgehende Einzahlung (Anzahlung des Auftraggebers) oder Auszahlungen während der Einzahlungsreihe (Wartungs- oder Reparaturkosten) [DÄU 91]. Investitionsrechnungen werden im Allgemeinen durchgeführt,

- um zu beurteilen, ob eine einzelne Investition vorteilhaft ist (Ermittlung der absoluten Vorteilhaftigkeit) oder
- um aus der vergleichenden Bewertung von mehreren Alternativen die beste Investition zu identifizieren (Ermittlung der relativen Vorteilhaftigkeit).

Im Falle des Life Cycle Costing werden im Unterschied zu Standard-Investitionsrechnungen nur Auszahlungen und keine Rückflüsse berücksichtigt. Insofern stellen Life Cycle Cost-Rechnungen keine reinen Wirtschaftlichkeitsrechnungen dar, die die Vorteilhaftigkeit einer einzelnen Investition aufzeigen können, sie können nur der vergleichenden Analyse mehrerer Optionen dienen [WÜB 84].

Es ist das für Life Cycle Cost-Rechnungen geeignete Berechnungsverfahren aus den unterschiedlichen Methoden der Investitionsgüterrechnung auszuwählen. Es wird dabei zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden [WIL 87].

Die statischen Verfahren der Investitionsrechnungen berücksichtigen nicht den Faktor Zeit und beziehen sich auf nur eine Periode (z.B. ein Jahr). Statische Verfahren werden in der Regel nur für Investitionsentscheidungen mit geringem Wert bzw. kurzer Berechnungsdauer angewandt und sind somit für Schaltanlagen nicht relevant.

Wesentlich geeigneter zur Analyse langlebiger Wirtschaftsgüter sind Verfahren, die die zeitliche Komponente durch Auf- oder Abzinsen der in Zukunft oder Vergangenheit liegenden Zahlungsströme berücksichtigen. Die gebräuchlichste Methode ist die Kapitalwertmethode, bei der der diskontierte Wert aller Ein- und Auszahlungen betrachtet wird, der mit der Investition zusammenhängt.

$$NBW = \sum_{i=1}^n \frac{Einzahlung_i - Auszahlung_i}{(1 + Zins)^i}$$

Der Kapitalwert oder Nettobarwert *NBW* ergibt sich aus den mit dem Kalkulationszinsfuß *Zins* abgezinsten Differenzen der *Einzahlungen* und *Auszahlungen* der Perioden *i* bis zum Ende der Nutzungsdauer der Investition *n*. Es werden somit die Zahlungsströme im Zusammenhang mit der Investition betrachtet. Da in Life Cycle Cost-Rechnungen nur Auszahlungen berücksichtigt werden, sind die Life Cycle Cost einer Investition der negative Kapitalwert dieser Investition. Es ist grundsätzlich möglich, die mit der Investition zu erzielenden Einzahlungen im Life Cycle Costing zu berücksichtigen, jedoch ist dieses nur in Ausnahmen zielführend.

Ein wesentliches Problem bei der Anwendung der Kapitalwertmethode ist es, einen geeigneten Kalkulationszinsfuß zu ermitteln. Im folgenden Abschnitt sollen Hinweise zur korrekten Ermittlung gegeben werden.

#### 4.2.1 Kalkulationszinsfuß

Der Kalkulationszinsfuß stellt die subjektive Mindestverzinsungsanforderung des Investors an sein Investitionsobjekt dar. Es sind bei der Ermittlung des Kapitalzinsfußes die Kapitalbeschaffungskosten und die Risikostruktur des Projektes zu berücksichtigen [DÄU 90]. Im Folgenden werden die Anforderungen an die Ermittlung des Kalkulationszinsfußes vorgestellt und anschließend vor dem Hintergrund der Eignung zur Ermittlung von Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen bewertet. Bei allen dynamischen Methoden wird der gesamte Zeitraum mit dem gleichen Kapitalmarktzins verzinst. Schwankungen im Kapitalmarkt werden nicht berücksichtigt. Dieses ist insbesondere bei langlebigen Investitionsgütern wie bei Hochspannungsschaltanlagen eine Ungenauigkeit, jedoch würde die Ungewissheit einer Prognose der Zinsentwicklung eine weitere unbekannte Größe in die Rechnungen einfließen lassen.

Der Kalkulationszins wird meist finanzorientiert gebildet. Die investierenden Unternehmen geben sich dabei meist eine Mindestrendite vor, die durch das Investitionsvorhaben unter Berücksichtigung von Risikozuschlägen erreicht werden muss. Der Kalkulationszinsfuß ist dabei eine gewichtete Addition aus Eigen- und Fremdkapitalkostensatz, wobei sich die jeweiligen Zinssätze aus Basiszinssatz zuzüglich eines Risikozuschlages ergeben.

Der Risikozuschlag orientiert sich an der Differenz einer risikobehafteten zu einer sehr risikoarmen Anlageform. So werden beispielsweise 10-jährige deutsche Bundesanleihen als risikoarm angesehen. Diese Anlageform erwirtschaftet eine Rendite von etwa 4%. Im Vergleich zu einer risikobehafteten Anlageform wie DAX-Aktien, die im langjährigen Mittel etwa eine Rendite von 10% erwirtschaften, ergibt sich eine Risikoprämie von etwa 6%. Neben der Risikoprämie des Kapitalmarktes ist die Risikostruktur des Investitionsprojektes zu berücksichtigen.

Für risikoarme Investitionsprojekte sind Zinssätze von z.B. 6% anzusetzen, bei steigender Risikostruktur kann der Zinssatz bis auf 15% oder 20% steigen. Dabei spielen auch der Ort der Investition und damit die regional unterschiedliche Risikostruktur eine Rolle. Häufig werden Kalkulationszinsfüße im Bereich von 8% bis 12% gewählt [DÄU 90]. Die Verbändevereinbarung VDEW<sup>3</sup> [VDEW 01] sieht beispielsweise für in Deutschland getätigte Investitionen in Energieübertragungstechnik einen Zinssatz von 6,5% vor.

Letztlich ist der Kalkulationszinsfuß nach individuellen Gegebenheiten zu berechnen. Es ist darauf zu achten, dass der ausgewählte Kalkulationszinsfuß zu dem gewählten Modell passt. So müssen beispielsweise bei Ansatz eines Nominalzinses, der eine Inflationsprämie enthält, auch inflationierte Größen in den Zahlungsreihen angesetzt werden. Zudem muss die Höhe des Zinsfußes zum Betrachtungsgegenstand passen: Zu geringe Kalkulationszinsfüße überbetonen die Auswirkungen der Kosten der Betriebsführung, während zu hohe Zinssätze sie zu klein erscheinen lassen.

## 4.3 Zuverlässigkeitstechnik

Die Kosten der Betriebsführung einer Anlage werden stark durch deren Zuverlässigkeit beeinflusst. So werden sowohl die ungeplanten als auch die geplanten Instandhaltungsaufwendungen durch die Zuverlässigkeit der Anlage maßgeblich bestimmt. Die ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen – also die durch Störungen verursachten Kosten – sind proportional zur Fehlerrate der Anlage. Jedoch hängen auch die Kosten der geplanten Instandhaltungen von der Zuverlässigkeit der Anlage ab, da die anzuwendenden Intervalle sich aus der Betriebserfahrung des jeweiligen Anlagenkonzeptes ergeben. Insofern ist die Zuverlässigkeit einer Anlage maßgeblich für die zu betrachtenden Kosten während des Betriebs. Die folgenden Betrachtungen gewähren Einblick in die grundlegenden Kenngrößen und Zusammenhänge der Zuverlässigkeitstechnik.

---

<sup>3</sup> VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.): Dachverband der deutschen Elektrizitätswirtschaft mit etwa 750 Mitgliedern. VDN (Verband der Netzbetreiber e.V.) ist ein Fachbereich des VDEW und bündelt die Interessen der deutschen Netzbetreiber.

### 4.3.1 Kenngrößen der Zuverlässigkeit

Zunächst werden die grundlegenden Kenngrößen der Zuverlässigkeit einer Schaltanlage eingeführt. Ausgangspunkt der Erörterungen bildet die Definition des Begriffes Zuverlässigkeit [BIR 91]:

*„Die Zuverlässigkeit ist ein Maß für die Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, funktionstüchtig zu bleiben.“*

Bei der Betrachtung der Zuverlässigkeit stehen die Ausfälle des Systems im Mittelpunkt, wobei bei Hochspannungsschaltanlagen Ausfälle durch die auftretenden gravierenden Störfälle dargestellt werden (vgl. Abschnitt 5.5.3.1). Die wichtigsten Zuverlässigkeitskenngrößen sind [DIN 40041]:

**MTBF:** Mean Time between Failure  
Mittlerer Ausfallabstand;

**MTTF:** Mean Time to Failure  
Mittlere ausfallfreie Zeit;

**MTTR:** Mean Time to Repair (auch MDT, Mean Down Time)  
Mittlere Ausfalldauer.

Es gilt:  $MTBF = MTTF + MTTR$ .

In den meisten Fällen gilt weiterhin  $MTBF \gg MTTR$  und somit  $MTBF \approx MTTF$ .

Eine weitere wichtige Kenngröße ist die Fehlerrate oder Ausfallrate  $\lambda$ , für die im Bereich  $\lambda = \text{const.}$  gilt:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \approx \frac{1}{MTBF}$$

Die Ausfallrate  $\lambda$  ist bei realen technischen Geräten in der Regel nicht konstant, sondern folgt häufig dem in Abb. 5 dargestellten Verlauf.

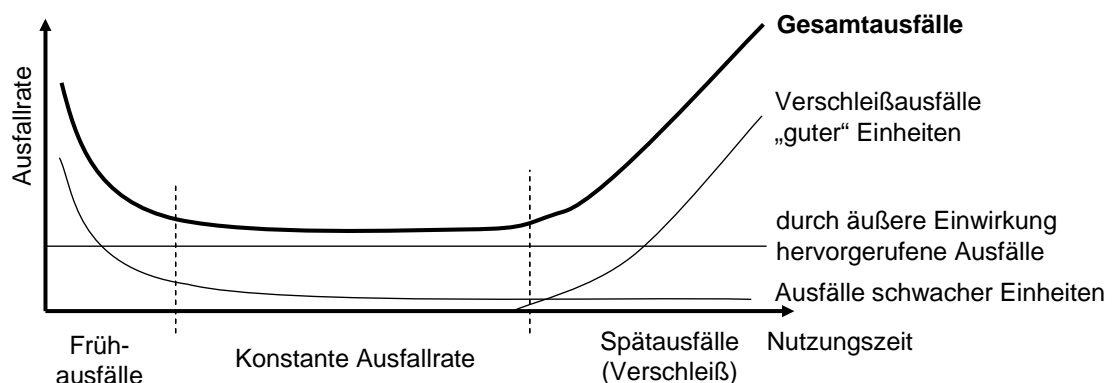


Abb. 5 Typischer Verlauf der Ausfallrate (sog. „Badewannenkurve“) [OCO 90], [BIR 91]

Dieser typische Verlauf der Ausfälle eines technischen Systems entsteht aus der Überlagerung unterschiedlicher Einwirkungen. Zu Beginn der Nutzungszeit überwiegen die Ausfälle schwacher Einheiten hervorgerufen durch fehlerhafte Produktion oder Inbetriebnahme des Systems oder seiner Komponenten. Diese Ausfälle gehen im Laufe der Zeit zurück, da die schwachen Einheiten durch die Ausfälle ausgesondert sind. Am Ende der Lebenszeit des Systems nehmen die Verschleißausfälle eigentlich „guter“ Einheiten zu. Parallel dazu treten während der gesamten Lebenszeit durch äußere Einwirkungen hervorgerufene Ausfälle auf. Diese drei unterschiedlichen Einwirkungen überlagern sich zu dem in Abb. 5 dargestellten Verlauf, so dass sich der Verlauf der Ausfälle prinzipiell in drei Phasen gliedern lässt [BEI 93]:

*Frühausfälle:* Die Ausfälle des Systems sind vor allem auf technische Fabrikationsmängel einzelner Komponenten oder Mängel bei der Inbetriebnahme zurückzuführen.

*Phase der konstanten Ausfallrate:* Die Frühausfälle sind abgeklungen, jedoch werden Ermüdungserscheinungen des Systems noch nicht deutlich. Ausfälle werden in dieser Phase vor allen Dingen durch externe Einflüsse verursacht. Die Ausfälle sind stochastisch, d. h. „rein zufälliger Natur“.

*Spätausfälle:* Zu den Ausfällen aufgrund externer Einwirkungen treten zunehmend Ermüdungserscheinungen einzelner Komponenten des Systems. Die Ausfallrate steigt, die technische Lebensdauer des Systems ist erreicht.

Neben der Zuverlässigkeit einer Anlage, die die Kosten der ungeplanten Instandhaltung bestimmt, ist für den Betreiber einer Anlage die Verfügbarkeit von großer Bedeutung, da durch die Verfügbarkeit die Folgekosten eines Ausfalls bestimmt werden. Im Falle einer Hochspannungsschaltanlage sind dies die Kosten aus der Unterbrechung der Energieversorgung. Die Verfügbarkeit ergibt sich aus folgendem Zusammenhang:

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{\text{Stillstandsfreie Laufdauer}}{\text{Betriebsdauer}}$$

Unter Verwendung der oben eingeführten Zuverlässigkeitskenngrößen lässt sich die Verfügbarkeit wie folgt berechnen:

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{\text{MTTF}}{\text{MTTF} + \text{MTTR}} = \frac{\text{MTTF}}{\text{MTBF}}$$

In dieser allgemeinen Definition bezieht sich die Verfügbarkeit auf die Betriebsunterbrechungen aufgrund ungeplanter Instandhaltungsmaßnahmen. Analog kann die Verfügbarkeit auch auf Betriebsunterbrechungen aufgrund geplanter Instandsetzungsaktivitäten ausgedehnt werden.

Das Ziel einer möglichst hohen Verfügbarkeit kann dabei auf verschiedenen Wegen erreicht werden. Grundsätzlich wird nach zwei verschiedenen Schwerpunkten unterschieden [BÖN 97]:

*Instandsetzungsfreundliche Konstruktion:*

Die Konstruktion zielt im Wesentlichen auf eine hohe Instandhaltbarkeit, d.h. eine geringe Dauer der einzelnen Instandhaltungsvorgänge. Die zu optimierende Kenngröße ist MTTR.

*Instandhaltungsarme Konstruktion:*

Die Konstruktion zielt auf eine hohe Zuverlässigkeit, d.h. auf eine geringe Häufigkeit auftretender Instandhaltungsvorgänge. Die zu optimierende Kenngröße ist MTTF.

Insbesondere im Vergleich unterschiedlicher Technologien von Hochspannungsschaltanlagen erweist sich diese Unterscheidung als relevant, da sich die verschiedenen Technologien in ihren Instandhaltungscharakteristika unterscheiden.

### 4.3.2 Stochastische Ereignisse

Die Betriebskosten einer Hochspannungsschaltanlage setzen sich aus geplanten und ungeplanten Kosten zusammen. Die geplanten Kostenanteile sind hauptsächlich geplante Instandhaltungskosten und lassen sich beispielsweise aus Instandhaltungsplänen ableiten. Die Abschätzung der ungeplanten Kosten ist dagegen etwas aufwendiger. Die ungeplanten Kosten von Hochspannungsschaltanlagen bestehen im Wesentlichen aus Kosten zufällig auftretender Störungen. Es gilt ein geeignetes stochastisches Modell zur Beschreibung der Kostenwirksamkeit dieser Kostenbestandteile zu ermitteln.

Zunächst ist die Verteilung der Störfälle abzuschätzen. Wesentlich für die Verteilung ist der Verlauf der Fehlerrate. In Abb. 5 wurde dargelegt, dass technisches Gerät nach einer Phase der Frühausfälle in eine Phase einer konstanten Fehlerrate übergeht, bevor es zu einem erneuten Ansteigen der Fehlerrate aufgrund von Ermüdungserscheinungen kommt. Die Mehrzahl der in Betrieb befindlichen Hochspannungsschaltanlagen befindet sich wegen der etablierten Technologie und der langen erwarteten Lebensdauer (vgl. Abschnitt 5.5.5) weder in der Phase der Früh- noch in der der Spätausfälle.

In guter Näherung ist daher davon auszugehen, dass sich ein überwiegender Anteil der in Betrieb befindlichen Anlagen in der Phase der konstanten Ausfallrate befindet. Bei Vorliegen einer konstanten Ausfallrate kann das stochastische Modell der Exponentialverteilung gewählt werden:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$



mit folgenden Entsprechungen:

$F$  Verteilungsfunktion

$t$  Zeitpunkt (hier: Jahre)

$\lambda$  Fehlerrate mit  $MTTF = \frac{1}{\lambda}$

Die Ereignisse (Störfälle) bilden einen Poissonprozess, wenn:

- $P_1(\Delta t) = \lambda \cdot \Delta t + o(\Delta t)$ ,<sup>4</sup> d.h. die Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses im hinreichend kurzen Intervall  $(t, t + \Delta t)$  ist näherungsweise proportional zu dessen Länge  $\Delta t$  und zwar unabhängig vom Zeitpunkt  $t$ .
- $P_2(\Delta t) = o(\Delta t)$ , d.h. die Wahrscheinlichkeit des Eintretens zweier Ereignisse im Intervall  $(t, t + \Delta t)$  ist praktisch zu vernachlässigen.
- Ereignisse im Intervall  $(t_1, t_2)$  sind stochastisch unabhängig vom Prozess mit  $t < t_1$ .

Diese Eigenschaften können für Hochspannungsschaltanlagen näherungsweise als Modell dienen.

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von  $i$  Störungen im Intervall der Länge  $t$  lässt sich mathematisch aus den genannten drei Bedingungen ableiten:

$$P_i(t) = \frac{\lambda^i}{i!} e^{-\lambda t}$$

wobei

$P$  Wahrscheinlichkeit, mit der  $i$  Störungen am System auftreten

$i$  Anzahl der Störungen

$t$  Zeitpunkt (hier: Jahre)

$\lambda$  Fehlerrate

Für die Berechnung der Störungskosten wird der Erwartungswert einer Störung herangezogen, der sich aus der Multiplikation der Wahrscheinlichkeit  $P$ , eine bestimmte Anzahl von Störungen zum Zeitpunkt  $t$  zu erfahren, und der Verteilungsfunktion  $F$  zu diesem Zeitpunkt ergibt.

Die im Rahmen dieser Arbeit angestellten Untersuchungen verbinden die Analyse der vorhandenen breiten Datenbasis der Betriebsführung von Hochspannungsschaltanlagen mit der Formulierung eines Life Cycle Cost-Modells. Die Verwendung der vorhandenen Daten erübrigt die Formulierung eines stochastischen Modells, da die Erwartungswerte als bekannt anzusetzen sind. Für die weitere Verwendung im Life Cycle Cost-Modell dient daher ein abgezinste Mittelwertmodell der Berechnung der ungeplanten Kostenanteile. Nachteilig an dem gewählten Modell ist, dass es unmit-

---

<sup>4</sup>  $o(\Delta t)$ , Landau Symbol für „asymptotisch vernachlässigbar“

telbar abhängig von der Qualität der verwendeten Basisdaten ist. Die analysierte Betrachtungseinheit muss beispielsweise der in den Basisdaten gewählten entsprechen (in der Regel ein Feld einer Hochspannungsschaltanlage). Veränderungen innerhalb dieser Betrachtungseinheit (beispielsweise redundante Ausstattung mit Betriebsmitteln) können nur durch Hinzuziehen weiterer Datenquellen analysiert werden. Im Folgenden wird darauf eingegangen werden.

Durch Festlegungen des Berechnungsmodells wird die erarbeitete Anforderung an ein einfach zu handhabendes Modell erfüllt.

## 4.4 Technologien von Hochspannungsschaltanlagen

Schaltanlagen sind ein wichtiger und unverzichtbarer Bestandteil in den Energieübertragungs- und -verteilnetzen. Im Wesentlichen verfolgt der Einsatz von Schaltanlagen dabei zwei Zielsetzungen: Zum einen steuern geplante Schalthandlungen den Energiefluss eines Netzes; zum anderen dienen Schaltanlagen dem Schutz der Betriebsmittel des Netzes durch Ausführen automatisierter Schaltvorgänge, sobald ein nicht spezifikationsgemäßer Netzzustand wie z.B. ein Kurzschluss durch die entsprechend konfigurierten Schutzeinrichtungen erkannt wird. Energieübertragungs- und Verteilnetze mit Bemessungsspannungen von über 52kV werden als Hochspannungsnetze und somit die darin vorhandenen Schaltanlagen als Hochspannungsschaltanlagen bezeichnet [IEC 60694].

Die unterschiedlichen Konzeptionen von Hochspannungsschaltanlagen haben einen maßgeblichen Einfluss auf Struktur und Höhe der Life Cycle Cost. Daher werden zunächst die unterschiedlichen Technologien mit ihren grundlegenden Eigenschaften eingeführt.

### 4.4.1 Entwicklung der Schaltanlagentechnologie

Die ersten Patente von Leistungsschaltern als zentraler Bestandteil einer Schaltanlage datieren auf das Ende des 19. Jahrhunderts zurück. Die ersten Leistungsschalter wurden für Bemessungsspannungen bis 40kV vor etwa 100 Jahren hergestellt [BRU 03]. Im Laufe dieser langen Geschichte wurden eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren zum Betrieb von Leistungsschaltern und verschiedenste Anlagenkonzepte entwickelt. In Nordamerika wurden die Leistungsschalter vorzugsweise in geerdeten Stahlbehältern („Dead Tank“) eingesetzt während in Europa „ölarme“ Schalter in Porzellanhäusern, die sich auf Hochspannungspotenzial befanden („Live Tank“), verwendet wurden. Nachdem in den fünfziger Jahren die Entwicklung von SF<sub>6</sub>- (Schwefelhexafluorid-) basierten Leistungsschalter begann, wurden die ersten SF<sub>6</sub>-Freiluft-

leistungsschalter zu Beginn der sechziger Jahre und die ersten komplett gasisolierten Schaltanlagen (GIS) gegen Ende der sechziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts in Betrieb genommen. SF<sub>6</sub>-Gas ist auch heute noch wegen seiner guten Eigenschaften als Lösch- und Isoliergas in der Hochspannungsschalttechnik als Stand der Technik anzusehen.

Mit Einführung der SF<sub>6</sub>-basierten Technologie trat auch die Schaltanlagentechnik in eine neue Phase: Zunächst wurden den Ölschaltern entsprechende SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter in den Markt eingeführt, die in Kombination mit weiteren separaten Schaltgeräten wie Trenn- und Erdungsschaltern, Strom- und Spannungswandlern AIS-Anlagen (AIS für „Air Insulated Switchgear“) bildeten. Kurze Zeit später wurden komplett metallgekapselte und SF<sub>6</sub>-isolierte GIS entwickelt. Diese relativ starre Teilung des Marktes in AIS und GIS wurde erst gegen Ende der neunziger Jahre des letzten Jahrhunderts durch zunehmend zahlreicher angebotene hybride Schaltanlagenkonzepte der großen Hersteller aufgeweicht (vgl. Abb. 6).

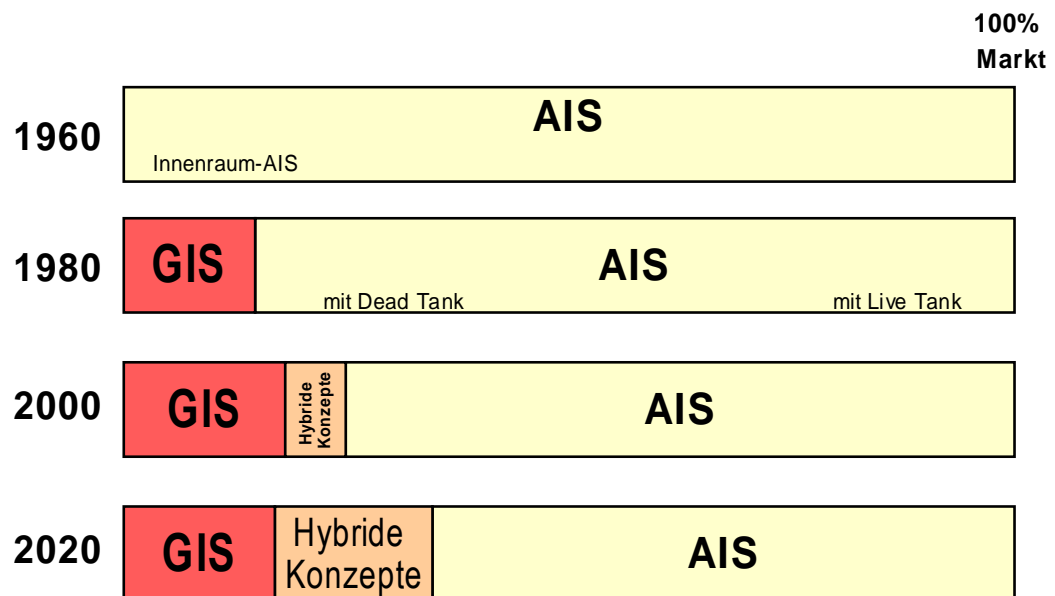


Abb. 6 Bisherige und mögliche zukünftige Entwicklung von Hochspannungsschaltanlagen

Es ist erforderlich, den Begriff „hybride Schaltanlage“ für die weitere Verwendung zu definieren. Die Definition muss auch die eigentliche Bedeutung des Begriffs „Hybrid“, der griechisch-römischer Herkunft ist, berücksichtigen: „Mischling von verschiedener Herkunft“. Diese Bedeutung lässt sich gut auf dem Gebiet der Hochspannungsschaltanlagen anwenden und lässt für eine „hybride Schaltanlage“ folgende Definition zu:

*Schaltanlagenkonzept, welches Elemente einer konventionellen produktoptimierten AIS-Anlage und einer anlagenoptimierten GIS aufweist, nicht jedoch in eine dieser beiden Klassifikationen fällt.*

Durch diese Definition werden bewusst keine Eigenschaften der hybriden Technologie beschrieben, um auch zukünftige Konzepte nicht auszuschließen. Die vielfältigen, derzeit im Markt vertretenen hybriden Anlagenkonzepte decken noch nicht alle technisch denkbaren und sinnvollen Möglichkeiten ab.

Die Entwicklung hybrider Konzepte wurde wesentlich durch die Liberalisierung der Energiemärkte gefördert, indem der von den Anwendern an die Hersteller weitergegebene Kostendruck zu neuen Anlagenkonzepten führte. Da diese Konzepte sich sehr flexibel an die individuellen Bedürfnisse der Anlagenbetreiber anpassen, ist damit zu rechnen, dass sich dieses Marktsegment zukünftig überproportional entwickelt. Allen hybriden Schaltanlagenkonzepten ist gemein, dass sie auf der SF<sub>6</sub>-Technologie basieren und sich im Wesentlichen durch neuartige Anordnungen etablierter Komponenten auszeichnen.

Dem Vorteil der vergrößerten Individualisierung der Anlagenkonzepte steht die größere Schwierigkeit der Identifizierung der optimalen Anlagenkonfiguration durch den Betreiber gegenüber. Zunächst werden daher Ansätze zur Klassifizierung der Konzepte ausgehend von den etablierten Technologien diskutiert, bevor die hybriden Konzepte im Einzelnen analysiert werden. Ein wesentliches Bewertungskriterium für die unterschiedlichen Anlagenkonzepte ist die Optimierungsstrategie des Konzepts. Es werden zwei Grundkonzepte unterschieden:

*Produktoptimiert:* Bei diesem Konzept steht das Einzelgerät im Mittelpunkt, jedes Gerät der Schaltanlage hat definierte Schnittstellen (meist die Verbindung über Freileitung) und ist innerhalb dieser Schnittstellen unabhängig von den anderen Geräten für den jeweiligen Einsatzzweck optimiert. Geräte verschiedener Hersteller sind untereinander kombinierbar. Ein typischer Vertreter ist das AIS-Konzept mit Einzelgeräten wie Leistungsschalter, Trennschalter, Strom- und Spannungswandler usw.

*Anlagenoptimiert:* Es liegt ein durchgängiges technologisches Konzept für die Gesamtschaltanlage zugrunde. Die Optimierung der Einzelgeräte ordnet sich dem übergeordneten Anlagenkonzept unter. Geräte verschiedener Hersteller sind in der Regel nicht kombinierbar. Ein typischer Vertreter ist das GIS-Konzept mit modularisierten Einzelgeräten.

#### 4.4.2 Konventionelle Freiluftschaltanlagen (AIS)

Charakteristisches Merkmal von konventionellen Freiluftschaltanlagen (AIS) ist die Kombination einer Schaltanlage aus unabhängigen Einzelgeräten. Somit kann jedes Betriebsmittel unabhängig vom anderen entwickelt und optimiert werden. Die Planung, Errichtung und der Betrieb einer Schaltanlage ist gleichermaßen durch Unabhängigkeit charakterisiert, da jeweils das geeignetste Betriebsmittel unabhängig von den anderen ausgewählt werden kann. Die Beseitigung auftretender Störungen ist am

unkompliziertesten, da das defekte Gerät meist ohne weitere Demontearbeiten in der Anlage zugänglich ist. Eine AIS kann entweder als Live Tank- oder als Dead Tank-Anlage ausgeführt sein. Im Rahmen der hier eingeführten Definition wird die Dead Tank-Anlage als frühes hybrides Konzept klassifiziert (vgl. Abschnitt 4.4.4), so dass AIS-Anlagen im Sinne dieser Definition keine metallgekapselten Primärkomponenten auf Erdpotenzial aufweisen.

Die Konzeption der Live Tank Anlagen weist die Einschränkung auf, dass anlagenübergreifende Optimierungen aufgrund der auf das Einzelgerät ausgerichteten Konzeption nur schwer umsetzbar sind. Die Komponenten einer AIS-Anlage sind somit als produktoptimiert anzusehen. Der Betrieb einer produktoptimierten Anlage gestaltet sich in der Regel aufwendiger als der einer anlagenoptimierten, da unterschiedliche Betriebs- und Wartungskonzepte zu berücksichtigen sind.

#### 4.4.3 Gasisolierte Schaltanlagen (GIS)

Mit Beginn der Forschungen um den Einsatz von  $\text{SF}_6$  als Dielektrikum und Löschgas wurde neben den konventionellen Freiluftschaltanlagen eine neuartige Schaltanlagentechnologie entwickelt – die Integration aller erforderlichen Komponenten in eine gemeinsame Kapselung. Die Anlagenkonzeption der gasisolierten Schaltanlagen (GIS) wurde erst durch den Einsatz von  $\text{SF}_6$  als Isoliermedium möglich, da durch das verbesserte Dielektrikum eine durchgängige Kapselung auch in höheren Spannungsebenen realisierbar war.

Die durchgängige Kapselung der gasisolierten Schaltanlagen bedeutet selbstverständlich einen höheren Aufwand in Entwicklung und Fertigung. Der höhere Aufwand schlägt sich in höheren Anfangskosten nieder, es lassen sich jedoch durch den Einsatz der GIS-Technologie folgende Vorteile erkennen [SZE 85]:

- geringer Platzbedarf,
- hohe Verfügbarkeit im Betrieb,
- verbesserte Personal- und Bedienungssicherheit,
- durchgängige technologische Konzeption für die gesamte Schaltanlage.

Aufgrund dieser Eigenschaften bietet sich eine gasisolierte Schaltanlage vorzugsweise für folgende Einsatzfälle an [SZE 85], [PEA 85]:

- urbane und industrielle Gebiete (Platz, Verschmutzung),
- gebirgige Gebiete (Vorbereitung Aufstellort, Höhe, Schnee und Eis),
- Küstenregionen (Probleme durch Salznebel),
- unterirdische Schaltanlagen (Vorbereitung Aufstellort),
- Gebiete, in denen ästhetische Aspekte eine wichtige Rolle spielen (Landschaft etc.),

- mobile Schaltanlagen,
- Erdbebengebiete (höhere Erdbebenfestigkeit durch niedrigeren Schwerpunkt und Auslegung als durchgängiges mechanisches System).

Gasisolierte Schaltanlagen sind generell anlagenoptimierte Systeme und sind somit als Gesamtsystem zu planen und zu errichten. Der herstellerunabhängige Austausch einzelner Komponenten ist in der Regel nicht möglich. Sie erfordern normalerweise eine Aufstellung im Innenraum, also die Errichtung eines zusätzlichen Gebäudes.

#### 4.4.4 Hybride Schaltanlagenkonzepte

Vertreter hybrider Schaltanlagenkonzepte sind vereinzelt bereits seit längerer Zeit im Markt vertreten. So sind vor allem auf dem amerikanischen Markt seit Mitte des 20. Jahrhunderts Dead Tank Schalter vertreten, die im Regelfall Leistungsschalter und Stromwandler kombinieren. Außerdem gibt es AIS-Kompaktlösungen, die durch die Montage separater Einzelgeräte (meist Leistungsschalter, Stromwandler, Trennschalter) auf einem gemeinsamen Rahmen gekennzeichnet sind.

Diese Konzepte waren jedoch auf Einzelanwendungen oder regional beschränkt. In den vergangenen fünf bis zehn Jahren sind verstärkt hybride Anlagenkonzepte im Markt der Hochspannungsschaltanlagen anzutreffen. Nicht zuletzt der durch die Liberalisierung der Energiemärkte ausgelöste verstärkte Kostendruck auf die Betreiber hat dazu geführt, dass die konventionellen AIS- und GIS-Konzepte zunehmend hinterfragt wurden. Individuelle Lösungen für Neuerrichtung, Ersatz oder Erweiterung bestehender Schaltanlagen wurden gefordert. Eine klassifizierende Bewertung der hybriden Anlagenkonzepte wird im folgenden Abschnitt im Rahmen der Formulierung des Life Cycle Cost-Modells erfolgen.

### 4.5 Zusammenfassung

Es wurde dargelegt, welche wissenschaftlichen Erkenntnisse für die Betrachtung von Life Cycle Cost bislang erarbeitet wurden. Die Betrachtung typischer Anforderungen dieser Modelle bildet die Grundlage für die Formulierung eines für die Analyse der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen geeigneten Modells. Die wesentlichen Anforderungen wurden identifiziert und bewertet. Darauf aufbauend wurden die Grundlagen zum Aufbau einer geeigneten Kostenstruktur dargelegt, die in Verbindung mit der geeigneten Kalkulationsmethodik das Kernelement der Life Cycle Cost-Berechnungen bildet. Weiterhin wurden die Grundlagen der Zuverlässigkeitstechnik dargestellt. Die zuverlässigkeitstechnischen Kennzahlen beeinflussen maßgeblich die Besitzkosten von Hochspannungsschaltanlagen, insbesondere bei der im Rahmen dieser Arbeit betriebenen Einführung eines Life Cycle Cost-Modells, das auf empirisch ermittelten Betriebsdaten von Betreibern basiert.

Abschließend wurde der derzeitige Stand der Entwicklung der Schaltanlagentechnologien aufgezeigt. Diese Einführung wird erforderlich durch den Schwerpunkt der vorliegenden Untersuchung, unterschiedliche Technologien einer vergleichenden Life Cycle Cost-Analyse zu unterziehen. Insbesondere die vielfältigen hybriden Konzepte müssen jedoch im Rahmen der Formulierung des Life Cycle Cost-Modells einer detaillierten klassifizierenden Bewertung unterzogen werden.





## 5 Formulierung des Life Cycle Cost-Modells

Life Cycle Cost-Betrachtungen von langlebigen Investitionsgütern bedürfen einer sorgfältigen Formulierung des Modells und der dazugehörigen Methodiken. Es wird im Rahmen dieser Untersuchung ein Life Cycle Cost-Modell erarbeitet, das es erlaubt, Hochspannungsschaltanlagen ganzheitlich zu betrachten und Optimierungsansätze zu erarbeiten, die alle Aspekte typischer Lebenszyklen berücksichtigen.

Nachdem im vorherigen Abschnitt zum Stand der Technik die allgemeinen Anforderungen an das Life Cycle Cost-Modell zur Beurteilung von Investitionsobjekten dargestellt wurden, werden in diesem Abschnitt ein Modell und eine Methodik erarbeitet werden, die es erlauben, die Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen beliebiger Technologie zu berechnen. Das Modell ist darauf ausgelegt, mit empirisch ermittelten Daten verwendet zu werden. Es wird herausgearbeitet, wie die vorhandene Datenbasis der Cigré interpretiert werden muss, um mit dem Modell eingesetzt zu werden. Für die Anwendung und Erprobung des Modells wurde das für diesen Zweck entwickelte Berechnungsverfahren „LCC-Calc“ erstellt. Dieses Verfahren erlaubt, die im Rahmen dieser Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse auf beliebige Konfigurationen zu übertragen. Alle im Rahmen dieser Ausführungen vorgestellten und diskutierten Analysen wurden mit diesem Tool berechnet.

Die Untersuchung der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen wird gemäß der erarbeiteten Kostenstruktur in folgenden Teilschritten vorgenommen:

- Zunächst werden die Eigenschaften der hybriden Schaltanlagenkonzepte einer klassifizierenden Bewertung unterzogen (vgl. Abschnitt 5.1),
- danach werden die Musteranlagen zur Verifikation des Modells eingeführt (vgl. Abschnitt 5.2),
- dann wird die für die Bewertung von Hochspannungsschaltanlagen geeignete Kostenstruktur eingeführt (vgl. Abschnitt 5.3),
- anschließend werden die Randbedingungen der Investitionskosten der Anlagen untersucht (vgl. Abschnitt 5.4) und

- abschließend werden die Einflüsse der Besitzkosten betrachtet (vgl. Abschnitt 5.5), wobei verstärktes Augenmerk auf der Verwendung allgemein zugänglichen Datenmaterials liegt.

Diese nach Investitions- und Besitzkosten getrennte Betrachtung der Life Cycle Cost bietet sich an, da die Charakteristika dieser beiden Kostenarten grundsätzlich unterschiedlich sind. Die Investitionskosten sind gut abschätzbar, Varianten leicht bestimmbar und im Rahmen der Gesamtkosten das dominierende Element. Die Besitzkosten hingegen lassen sich nur indirekt ermitteln, weisen teilweise hohe Unwägbarkeiten auf und sind mit Hilfe finanzmathematischer Methoden zu berechnen.

Gleichwohl bestehen selbstverständlich viele Wechselwirkungen zwischen den Investitions- und den Besitzkosten, die im Rahmen der jeweiligen Untersuchung berücksichtigt werden müssen. Die Investitionskosten (auch: „Entstehungskosten“) einer Hochspannungsschaltanlage umfassen alle Kosten bis zur erfolgten Übergabe der Anlage an den Auftraggeber.

Im Unterschied zu den Besitzkosten lassen sich die Investitionskosten nicht allgemein zugänglichen Datenquellen (wie zum Beispiel Cigré-Reports) entnehmen. Es wurden daher für die zu berücksichtigenden Investitionskosten herstellerunabhängige Annahmen getroffen, die im Anhang dokumentiert sind.

## 5.1 Bewertung der hybriden Schaltanlagenkonzepte

Für die Analyse der hybriden Anlagentechnologien ist es erforderlich, geeignete Gliederungskriterien zu erarbeiten, die eine Strukturierung der verschiedenen Konzepte erlaubt. Nachfolgend werden drei charakterisierende Kriterien und deren Ausprägungen eingeführt. Die Ausprägungen der zu klassifizierenden hybriden Konzepte orientieren sich an den Ausprägungen der AIS-Technologie zum einen und denen der GIS-Technologie zum anderen und werden jeweils zwischen diesen extremen Ausprägungen festzulegen sein (vgl. Tab. 1) [LAS 03b], [LAS 04e].

Kriterium	Ausprägung AIS	Ausprägung GIS
<i>Optimierungsstrategie</i>	produktoptimiert	anlagenoptimiert
<i>Grad der Funktionsintegration</i>	separate Einzelgeräte	durchgängig funktionsintegriert
<i>Kapselungsgrad</i>	nahezu ohne metallische Kapselung	nahezu vollständig metallisch gekapselt

Tab. 1

Ordnungskriterien für Konzeptionen von Hochspannungsschaltanlagen

Das Kriterium der *Optimierungsstrategie* ist bereits im Abschnitt 4.4.1 eingeführt worden. Dieses Kriterium ist im Rahmen einer quantitativen Auswertung jedoch schlecht messbar. Herausragende Eigenschaft der Optimierungsstrategie ist der Grad der *Funktionsintegration*. Diese Eigenschaft kann als führendes Kriterium für die Bewertung der Ausprägung der Optimierungsstrategie verwendet werden. Der Grad der Funktionsintegration ist im Unterschied zur Optimierungsstrategie gut quantifizierbar: Dabei wird bewertet, wie hoch der Anteil der in kombinierten Geräten zusammengefassten Einzelgeräte ist.

Die Ausprägung „separate Einzelgeräte“ trifft zu, wenn alle Betriebsmittel wie Leistungsschalter, Trennschalter, Erdungsschalter, Wandler, Sammelschiene etc. als separate Baugruppen ausgeliefert werden und erst am endgültigen Aufstellort zu einer funktionstüchtigen Schaltanlage montiert werden. Diese Ausprägung trifft für eine konventionelle AIS zu. Die Bewertung „durchgängig funktionsintegriert“ trifft zu, wenn alle Betriebsmittel üblicherweise durch den Systemhersteller vormontiert werden (bis zur Ebene eines Feldes) und am endgültigen Aufstellort die so vormontierten Einzelfelder zu einer Gesamtanlage endmontiert werden (abgesehen von einer transportbedingten Aufteilung in Versandbaugruppen bei höheren Spannungsebenen). Diese Ausprägung trifft für eine konventionelle GIS zu. Bewertungen zwischen diesen beiden Maximalausprägungen orientieren sich daran, welcher prozentuale Anteil der Betriebsmittel eines vollständigen Feldes entweder der Ausprägung „separate Einzelgeräte“ oder der Ausprägung „durchgängig funktionsintegriert“ zugeordnet werden muss.

Das Kriterium *Kapselungsgrad* ist für die vergleichende Betrachtung der Technologien mit Hilfe der Methoden des Life Cycle Costing ein sehr wichtiges Kriterium, da die geplanten sowie die ungeplanten Instandhaltungskosten wesentlich von der Ausprägung dieses Kriteriums abhängen. Insbesondere bei aktiven Betriebsmitteln wie Trenn- oder Erdungsschaltern schützt die Kapselung vor den Einwirkungen der Umwelt, so dass die Stör- und Wartungsanfälligkeit und damit die Aufwendungen aus ungeplanter und geplanter Instandhaltung mit zunehmendem Kapselungsgrad abnehmen. Die Kapselung erschwert jedoch auf der anderen Seite den korrektiven Eingriff. Unter „Kapselung“ ist in diesem Zusammenhang eine SF<sub>6</sub>-druckgasdichte Metallkapselung zu verstehen. Die im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Leistungsschalter sind grundsätzlich in SF<sub>6</sub>-Technologie ausgeführt, so dass zur besseren Differenzierung das Kriterium Kapselung sich auf metallische Kapselung bezieht.

Die Ausprägung „nahezu ohne metallische Kapselung“ trifft zu, wenn die Betriebsmittel entweder gar nicht (wie beispielsweise bei einem konventionellen AIS-Trennschalter) oder nur untergeordnet durch metallische SF<sub>6</sub>-druckgasdichte Behälter (wie beispielsweise bei einem konventionellen Porzellan-Leistungsschalter mit Umlenkgetrieben aus Stahl oder Aluminium) ausgeführt sind.

	AIS	Hybride Konzepte			GIS
		AIS Kompakt- lösungen	gekapselte Feldmodule	gekapselte modulare Anlagen	
<b>Optimierungs- strategie</b>		Produktoptimiert			Anlagenoptimiert
<b>Grad der Funktions- integration</b>	Einzel- komponent.	Partielle Integration/Modularität Kombination konvention. Geräte		Standardisierte Module & konv. Geräte	Volle Funktionsintegration Volle Modularität
<b>Kapselungs- grad</b>	nahezu ohne metallische Kapselung	anteilig metallisch gekapselt			nahezu vollst. metallisch gekapselt

Abb. 7 Grobübersicht über derzeitige Schaltanlagenkonzepte

Die Ausprägung „nahezu vollständig metallisch gekapselt“ trifft zu, wenn alle oder nahezu alle Betriebsmittel eines Feldes aus metallischen Behältern bestehen (typische GIS-Felder erfüllen daher diese Anforderungen, obwohl beispielsweise die Freileitungsanschlussbausteine aus Porzellan oder Composite-Werkstoffen bestehen). Bewertungen von hybriden Lösungen zwischen diesen beiden Maximalausprägungen werden danach bewertet, wie groß der Anteil der Betriebsmittel ist, der metallisch gekapselt ist.

Eine Übersicht der nach diesen Kriterien bewerteten Technologien ist in Abb. 7 dargestellt. Es wurde eine grobe Einteilung der hybriden Lösungen in drei Untergruppen gewählt, um die Systematik der Zuordnung zu den eingeführten Kriterien zu verdeutlichen.

Die Grobübersicht in Abb. 7 unterteilt die hybriden Anlagenkonzepte gemäß ihrer Nähe zur AIS oder zur GIS weiterhin in „AIS-Kompaktlösungen“, „gekapselte Feldmodule“ und „gekapselte modulare Anlagen“. Alle bisher am Markt eingeführten hybriden Konzepte lassen sich einer dieser drei Untergruppen zuordnen. Für die genauere Bewertung der hybriden Anlagenkonzepte wurde eine Auswahl typischer Vertreter derzeitig am Markt vorhandener hybrider Konzepte gemäß Tab. 2 ausgewählt. Die hier vorgestellten Konzepte werden im Anhang (Abschnitt 9.1) eingehender beschrieben.

Die ausgewählten Konzepte werden in Abb. 8 nach den Kriterien „Grad der Funktionsintegration“ und dem „Kapselungsgrad“ bewertet (vgl. Tab. 1). Diese Bewertung erfolgt nach einer Analyse der Ausprägungen der Konzepte.

<b>AIS-Kompaktlösungen</b>	
Dead Tank	verschiedene Hersteller
AIS-Kompakt	
z.B. LTB-Compact	ABB
z.B. Simover/Simobreaker	Siemens
CAIS	Areva
Compass	ABB
<b>Gekapselte Feldmodule</b>	
TSMAIS	Toshiba
PASS	ABB
<b>Gekapselte modulare Anlagen</b>	
MITS	Mitsubishi
HIS	Siemens
Optigim	Areva

Tab. 2 Ausgewählte Vertreter hybrider Anlagenkonzepte für die nähere Analyse und deren Hersteller<sup>5</sup>

Vor dem Hintergrund der beiden gewählten Kriterien sind die Parametersätze für die Life Cycle Cost-Betrachtungen ähnlich. Die nach dieser Bewertung sehr ähnlichen Konzepte können somit mit ähnlichen Parametersätzen in der Life Cycle Cost-Analyse bewertet werden.

Wandelnde Marktforderungen haben zu sehr differenzierten Angebotsspektren der Hersteller geführt. Es ist zu erwarten, dass nicht alle Konzepte dauerhaft am Markt vertreten sein werden, es wird eine Konsolidierung stattfinden. Da alle vorgestellten hybriden Konzepte in den Kernmodulen auf bereits eingeführten Anlagentechnologien basieren, kann für alle Hybridanlagen unter Berücksichtigung der Bewertung in Abb. 8 eine Aussage über die zu erwartende Zuverlässigkeit und Wartungsintensität getroffen werden, auch wenn die installierte Basis bei einigen Lösungen statistische Aussagen noch nicht zulässt. Die verschiedenen dargelegten Anlagenkonzepte weisen individuelle Stärken und Schwächen auf, die an den individuellen Projektgegebenheiten zu messen sind. Die in dieser Arbeit diskutierte Bewertung mit Hilfe der Life Cycle Cost stellt dabei ein mögliches Bewertungskriterium dar.

<sup>5</sup> Die angeführten Produktbezeichnungen sind teilweise durch die Hersteller geschützt.

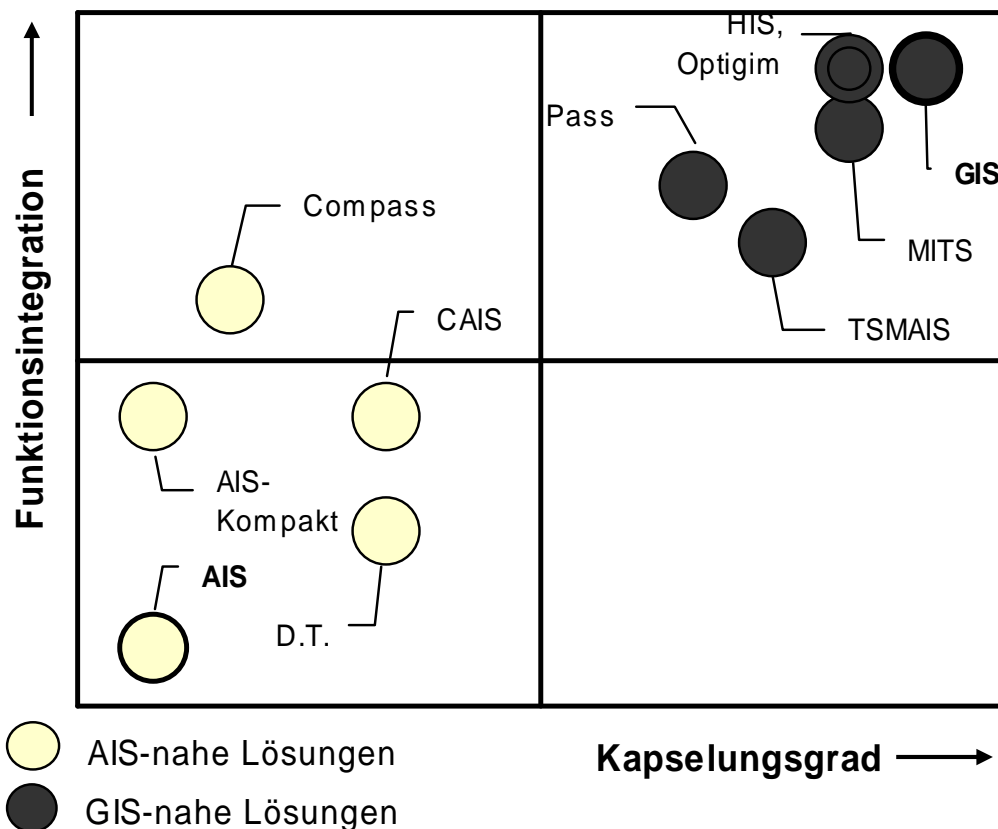


Abb. 8 Portfolio-Darstellung der Bewertung der hybriden Konzepte

### 5.1.1 Ausgewählte Technologien für die Analyse

Das primäre Ziel dieser Untersuchung ist die vergleichende Analyse verschiedener Technologien von Hochspannungsschaltanlagen. Für die Ermittlung des Einflusses der Eigenschaften der unterschiedlichen Technologien werden die Life Cycle Cost-Rechnungen an charakteristischen Vertretern für Hochspannungsschaltanlagen durchgeführt. Mit dieser Auswahl sollen zum einen die etablierten Technologien von Hochspannungsschaltanlagen AIS und GIS abgedeckt werden, zum anderen zum direkten Vergleich ein hybrides Anlagenkonzept mit einbezogen werden.

Im Rahmen dieser Untersuchung soll die HIS<sup>®</sup> („Highly Integrated Switchgear“) des Herstellers Siemens in den Vergleich mit einbezogen werden. Die HIS steht in der Konzeption einer GIS sehr nahe (vgl. Abschnitt 5.1) und erscheint aus folgenden Gründen für einen Life Cycle Cost basierenden Technologievergleich als besonders geeignet:

- Es werden Lösungen von fast allen großen Herstellern (Areva, Toshiba, Siemens, mit Einschränkungen auch ABB) im Segment der GIS-nahen Hybridanlagen angeboten. Dieses Segment ist also repräsentativ für die Hybridlösungen.

- Die HIS basiert vollständig auf der seit längerem am Markt eingeführten GIS-Technologie. Betriebsdaten von HIS-Anlagen sind somit herleitbar, obwohl die Technologie erst kurz am Markt vertreten ist.
- HIS ist eine GIS, die für den Einsatz unter AIS-Bedingungen optimiert ist und stellt somit ein interessantes Betrachtungsobjekt für einen Vergleich der Eigenschaften von AIS und GIS dar.
- Im direkten Life Cycle Cost-Vergleich zur GIS wird hauptsächlich die Aufstellungsbedingung variiert, so dass die Anwendung der Rechenmethodik und die Verwendbarkeit des Datenmaterials erprobt und verifiziert werden kann. Die Übertragung auf weitere hybride Konzepte wird somit vorbereitet.

Die Verfügbarkeit entsprechenden Datenmaterials vorausgesetzt, kann die erarbeitete Methodik selbstverständlich auch auf andere Konzepte angewandt werden und somit das Analysefeld ausgeweitet werden.

## 5.2 Musteranlagen der Fallstudien

Die Vielzahl der in die Life Cycle Cost-Rechnung involvierten Parameter macht es erforderlich, die Untersuchung der Einflussgrößen zu konkretisieren. Da es nicht möglich ist, jeden konkreten Einzelfall abzubilden, bietet es sich an, auf Musteranlagen basierende Fallstudien zu erörtern. An Hand dieser Fallbeispiele werden die Auswirkungen der verschiedenen Parameter auf die Life Cycle Cost betrachtet und Ansätze erarbeitet, die Gesamtkonfiguration zu optimieren.

Besondere Sorgfalt ist auf die Auswahl der Musteranlagen zu legen, da diese zum einen möglichst typische Betriebsfälle abbilden sollen, damit konkret anwendbare Erkenntnisse abgeleitet werden können. Zum anderen müssen sie jedoch allgemein genug gewählt werden, damit relevante Parameter durch die spezielle Formulierung der Musteranlagen nicht ausgegrenzt werden. Außerdem ist für vergleichende Untersuchungen der Musteranlagen untereinander darauf zu achten, dass nicht jeweils zu viele Randbedingungen verändert werden. Die Rückführung der beobachteten Auswirkungen auf deren Ursachen wird durch die Überlagerung der Effekte zu vieler unabhängiger Parameter erschwert.

Die konkreten Eckdaten der Fallstudien werden im Abschnitt 5.8 im Rahmen der Erarbeitung der Basisfälle eingeführt.

### 5.2.1 Bemessungsspannungen

Der charakteristischste Parameter der Musteranlagen ist die Bemessungsspannung der jeweiligen Anlage. Anlagenaufbau und Einsatzbedingungen einer Hochspannungsschaltanlage hängen stark von der Bemessungsspannung ab. Im Wesentlichen lassen sich Energieverteilnetze bis etwa 145 kV bzw. 170 kV von den Energieübertragungsnetzen in den Spannungsebenen darüber unterscheiden. Die Spannungsebenen werden in den betrachteten IEC-Marktsegmenten durch [IEC 60694] vorgegeben. In Abb. 9 ist die Segmentierung des Hochspannungsmarktes nach den Bemessungsspannungsebenen wiedergegeben.

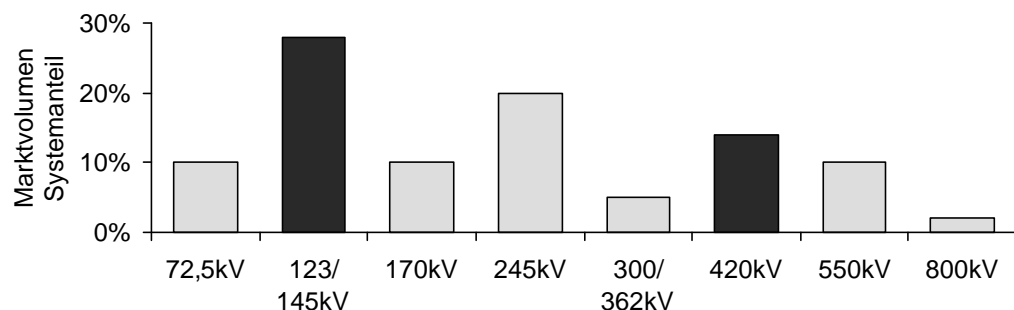


Abb. 9 Verteilung der GIS-Marktvolumina über die Spannungsebenen<sup>6</sup>

Zur Anwendung des Life Cycle Cost-Modells sollen verschiedene Fallbeispiele der Spannungsebenen 145 kV und 420 kV untersucht werden:

- 145 kV:** Hochspannungs-Verteilnetze werden weltweit vorrangig in 145 kV (und 123 kV) ausgeführt. Diese Spannungsebene wird am universellsten eingesetzt und bildet gleichzeitig das größte Marktsegment. In diesem Segment sind zudem die meisten Hersteller vertreten. Die in Abschnitt 5.1 eingeführten hybriden Anlagenkonzepte sind allesamt in dieser Spannungsebene vertreten.
- 420 kV:** Moderne Übertragungsnetze werden weltweit in der 420 kV- oder 550 kV-Ebene realisiert. Die Eigenschaften von Schaltanlagen in der 420 kV-Ebene ähneln denen in der 550 kV-Ebene. Während in Europa die 420 kV-Ebene vorherrschend ist, sind in Asien/Amerika eher 550 kV-Netze, aber auch 420 kV-Netze anzutreffen. Für die Untersuchungen wurde die 420 kV-Ebene als typischer Vertreter für eine Höchstspannungsanlage ausgewählt.

<sup>6</sup> Quelle: Eigene Markterhebung, alle Hersteller ohne Japan, gemittelter Umsatz 1998-2000, GIS-Systemanteil. Die Stufung der Bemessungsspannungen erfolgt gemäß [IEC 60694].



Nachfolgend soll auf die in dieser Analyse nicht direkt berücksichtigten Spannungsebenen eingegangen werden:

- 72,5 kV: Konzeption und der Einsatzzweck der Anlagen dieser Bemessungsspannung sind sehr ähnlich der 145 kV-Ebene, das Marktsegment ist jedoch deutlich kleiner.
- 170 kV: Diese Spannungsebene ist in nur wenigen Ländern der Welt vertreten, strukturell sind diese Anlagen ähnlich den 145 kV-Anlagen aufgebaut.
- 245 kV: In dieser Spannungsebene ist neben der 145 kV- und 420 kV-Ebene der dritte Marktschwerpunkt zu finden, jedoch wurde zugunsten einer eindeutigeren Ergebnisdarstellung der Konzentration auf 145 kV und 420 kV der Vorzug gegeben. Zudem wird die Bedeutung dieser Spannungsebene in Zukunft abnehmen [BAL 00].
- 300 kV und 362 kV-Anlagen spielen nur in einzelnen Regionen der Welt eine Bedeutung und werden deshalb hier nicht betrachtet.
- 550 kV: Anlagen dieser Spannungsebene sind in großen Übertragungsnetzen, vor allem in Nord- und Südamerika, Indien, China oder Japan anzutreffen. Die Eigenschaften dieser Anlagen entsprechen im Wesentlichen den Anlagen der 420 kV-Ebene.
- 800 kV: Dieses Marktsegment bildet eine wenig charakteristische Nische im Hochspannungsmarkt.

### 5.2.2 Schaltungsarten

Die Analyse der Life Cycle Cost soll zum einen eine typische Anlagenkonfigurationen berücksichtigen, damit die Ergebnisse möglichst übertragbar sind, zum anderen aber Varianten betrachten, damit der Einfluss der variierten Parameter deutlich wird. Dieses ist bei der Auswahl der betrachteten Schaltungsvarianten zu berücksichtigen.

Es wird eine über alle Fallstudien durchgängige Anforderung verfolgt: die Verbindung zweier Hochspannungsfreileitungen mit zwei Leistungstransformatoren. Die Anlage soll zudem eine Querkupplung aufweisen, damit im Störungs- oder Wartungsfall die Möglichkeit besteht, eine Unterbrechung der Energieversorgung zu vermeiden. Durch die vergleichbaren Randbedingungen der Anlagen können Auswirkungen der unterschiedlichen Redundanzkonzepte sowie Charakteristika der Spannungsebenen betrachtet werden.

Diesen Überlegungen folgend werden für die Ausarbeitung der Fallbeispiele folgende für die Spannungsebenen jeweils typische Konfigurationen gewählt<sup>7</sup>:

---

<sup>7</sup> Die Musteranlagen der Fallbeispiele werden im Anhang (Abschnitt 9.3) eingehender dargestellt.

145kV:

- H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern
- H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern
- Doppelsammelschienenanlage

420kV:

- Doppelsammelschienenanlage
- 1 ½ -Leistungsschalteranordnung

### 5.2.3 Betrachtungsumfang

Neben der Festlegung des Aufbaus der Musteranlagen ist es für die erfolgreiche Analyse der Fallstudien erforderlich, den Betrachtungsumfang der Musteranlagen eindeutig zu definieren. Grundsätzlich gilt, dass alle direkten Komponenten und Leistungen zur Errichtung und Betrieb der Hochspannungsschaltanlage von der eingehenden Freileitung bis zum Leistungstransformator (ohne diese beiden Komponenten) berücksichtigt werden (Abb. 10).

Im Einzelnen sind dies:

- Schaltanlagengeräte
- Engineering (Primär-, Sekundärtechnik, Bauengineering)
- Schutz- und Steuerungsgeräte
- Montage, Inbetriebsetzung dieser Komponenten
- Bauleistungen (Fundamente, ggf. GIS-Gebäude oder Wartengebäude)
- Abstützungen, Portale und sonstige Stahlgewerke
- Sonstiges Aufbaumaterial wie Klemmen und ähnliches
- Erdungsnetz, Kabelkanäle
- Transport, Verpackung
- ggf. Grundstückskosten (je nach Art der Auswertung)

Neben den Investmentaufwendungen für diese Komponenten müssen selbstverständlich auch deren Wartungsaufwendungen über die betrachtete Lebensdauer berücksichtigt werden.

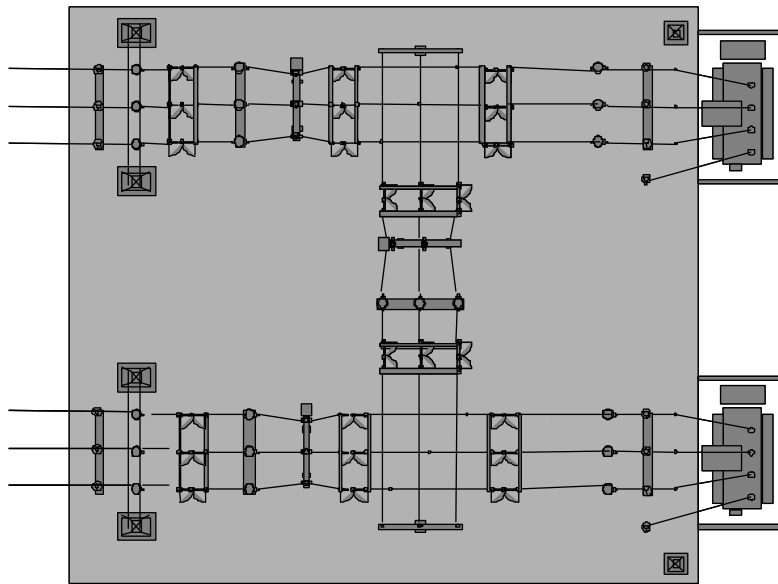


Abb. 10 Betrachtungsumfang der durchgeführten Analysen (grau hinterlegter Bereich)

Nachdem definiert wurde, welche Lieferungen und Leistungen Bestandteil der Untersuchung sind, ist es ebenso relevant, die nicht betrachteten Komponenten explizit auszuschließen. Da diese Untersuchung vor allem dem Vergleich unterschiedlicher Technologien dient, werden Bestandteile, die unabhängig von der eingesetzten Schaltanlagentechnologie sind, vernachlässigt. Aus diesem Grunde werden die angeschlossenen Hochspannungsleitungen und Leistungstransformatoren nicht betrachtet. Eine Berücksichtigung dieser Komponenten würde die spezifischen Ergebnisse der Hochspannungsschaltanlagen überlagern und diese je nach Kostenrelevanz dieser Komponenten unkenntlich gestalten. Ähnliches gilt für sonstige Betriebsaufwendungen wie allgemeine Lohnkosten, Gebühren, Eigenbedarf, die nicht im direkten Zusammenhang mit Instandhaltungsaufwendungen stehen. Wartengebäude für die Freiluftlösungen AIS und HIS wurden hingegen sowohl vom Investitionsaufwand als auch von den Besitzkosten berücksichtigt, da die Schutz- und Steuerschränke sowie ähnliche Hilfseinrichtungen bei der Innenraum-GIS in der Regel im Anlagegebäude untergebracht sind. Eine Vernachlässigung dieser Einrichtungen in den Freiluftanlagen hätte somit zu unterschiedlichen Betrachtungsumfängen geführt.

Hingegen wurden Steuern, Gebühren, Abgaben oder ähnliches nicht berücksichtigt, da deren Größenordnung sehr stark von den individuellen Gegebenheiten abhängig ist und deren Höhe unabhängig von der gewählten Anlagentechnologie ist und somit keinen Beitrag zur Untersuchung der spezifischen Eigenschaften der unterschiedlichen Konzepte liefert. Weiterhin bleiben die Kosten aus der Verlustleistung unberücksichtigt. Diese Kosten sind tendenziell in AIS höher, da die Verlustleistung hier technologiebedingt größer ist, jedoch liegen bezogen auf die weltweite Ausrichtung der Analyse keine ausreichend belastbaren Daten vor. Eigene Abschätzungen können bei dieser Kostenart dem universellen Charakter der Datenbasis nicht entsprechen.

## 5.3 Gewählte Kostenstruktur des Modells

Im Rahmen der Erarbeitung des Life Cycle Cost-Modells für Hochspannungsschaltanlagen stellt die Formulierung der Kostenstruktur des Betrachtungsobjektes die zentrale Aufgabe dar. Die in Abschnitt 4.1.4 diskutierten Anforderungen müssen bei der Formulierung der Kostenstruktur berücksichtigt werden. Die ausgewählte Kostenstruktur für einen Lebenszyklus einer Hochspannungsschaltanlage ist in Abb. 11 wiedergegeben [LAS 03a], [LAS 04f].

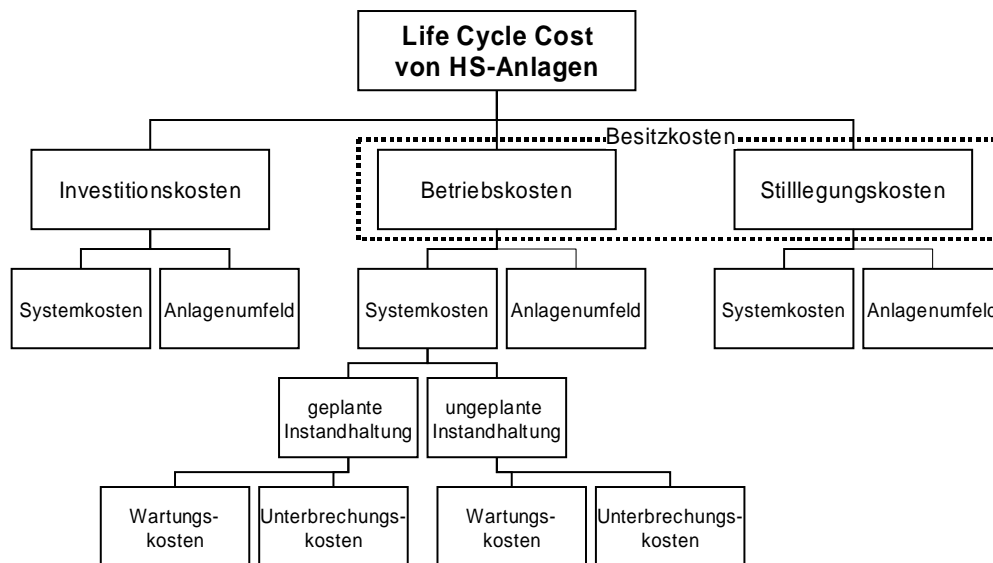


Abb. 11 Gewählte Kostenstruktur für die LCC-Analyse von Hochspannungsschaltanlagen

Die Vielzahl von Einflussgrößen auf die Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen macht eine Vielzahl von Daten aus unterschiedlichsten Quellen erforderlich, deren Anforderungen der gewählten Kostenstruktur genügen müssen. Aus der in Abb. 11 dargestellten Kostenstruktur ergibt sich folgendes Life Cycle Cost-Modell:

$$LCC = K_{Inv\ Sys} + K_{Inv\ AU} + K_{Betr\ Sys} + K_{Betr\ AU} + K_{Still\ Sys} + K_{Still\ AU}$$

$K_{Inv\ Sys}$ : Investitionskosten Systemanteil

$K_{Inv\ AU}$ : Investitionskosten Anlagenumfeld

$K_{Betr\ Sys}$ : Betriebskosten Systemanteil

$K_{Betr\ AU}$ : Betriebskosten Anlagenumfeld

$K_{Still\ Sys}$ : Stilllegungskosten Systemanteil

$K_{Still\ AU}$ : Stilllegungskosten Anlagenumfeld

Dabei wird der Kostenanteil  $K_{Betr\ Sys}$  weiter ausgeführt:

$$K_{Betr\ Sys} = K_{gepl\ Inst} + K_{ungepl\ Inst} = K_{gepl\ Wart} + K_{gepl\ Unt} + K_{ungepl\ Wart} + K_{ungepl\ Unt}$$

$K_{gepl\ Inst}$ : Kosten geplante Instandhaltung

$K_{ungepl\ Inst}$ : Kosten ungeplante Instandhaltung

$K_{gepl\ Wart}$ : Kosten geplante Instandhaltung Wartungsanteil

$K_{gepl\ Unt}$ : Kosten geplante Instandhaltung Anteil Unterbrechungskosten

$K_{ungepl\ Wart}$ : Kosten ungeplante Instandhaltung Wartungsanteil

$K_{ungepl\ Unt}$ : Kosten ungeplante Instandhaltung Anteil Unterbrechungskosten

Diese Kostenstruktur dient der systematischen Erfassung aller Kostenbestandteile eines Lebenszyklus einer Hochspannungsschaltanlage.

## 5.4 Investitionskosten

Gemäß der vorgeschlagenen Kostenstruktur teilen sich die Investitionskosten in die Systemkosten und die Kosten des Anlagenumfeldes auf. Diese beiden Kostenbestandteile werden im Folgenden diskutiert.

### 5.4.1 Systemkosten

Den überwiegenden Anteil an den Investitionskosten haben in der für diese Untersuchung maßgeblichen Kostenstruktur die Systemkosten. Die Systemkosten setzen sich zusammen aus den primärtechnischen Komponenten der Hochspannungsschaltanlagen (AIS, HIS und GIS), den sekundärtechnischen Komponenten (separate Steuerungs- und Schutzkomponenten) sowie den Engineering-Aufwendungen für diese Anteile. In den Systemkosten sind alle Aufwendungen des Lieferanten bis zur Auslieferung der Komponenten enthalten, Transport- Montage- und Inbetriebsetzungskosten sind bereits Bestandteil der Kosten des Anlagenumfeldes.

Da für die Systemkosten keine allgemein zugänglichen Daten verfügbar sind (z.B. Cigré), sind individuelle Abschätzungen vorzunehmen. Dies stellt jedoch keine grundsätzliche Einschränkung dar, da sich der hauptsächliche Anwendungsfall der Ermittlung von Life Cycle Cost durch die Abwägung von Alternativen einer Investitionsentscheidung ergibt und insofern die Investitionskosten dieser Alternativen in der Regel bekannt sind. Die Systemkosten der in den Musteranlagen der Fallstudien genutzten Daten basieren auf Daten konkreter Projekte. Damit die Struktur der Fallstudien nachvollzogen werden kann, sind die verwendeten Daten im Anhang (Abschnitt 9.4.2) ausführlich dokumentiert. In den folgenden Tabellen (Tab. 3 und Tab.

4) sind diese Daten aggregiert dargestellt, damit die grundsätzlichen Kostenstrukturen des Systemanteils und des Anlagenumfeldes deutlich werden.

Unterschiedliche Randbedingungen der analysierten Projekte resultieren in unterschiedlichen Kosten für den Systemanteil. Da dieser Kostenblock in den gesamten Life Cycle Cost eine dominierende Rolle spielt, wurden die unterschiedlichen Preispositionen durch eine Variation der AIS-Kosten antizipiert (AIS\*). Die Variante AIS\* bildet AIS-Anlagen ab, die 25% geringere Systemkosten als die Anlagen der Variante AIS aufweisen. Dadurch wird erreicht, dass die Kostenverhältnisse der unterschiedlichen Technologien untereinander unter verschiedenen Randbedingungen analysiert werden können. Durch die Variation der Systemkosten der AIS werden zugleich auch unterschiedliche Preisstellungen der gekapselten Technologien GIS und HIS abgedeckt, da es im Vergleich der Technologien primär auf die Relationen zwischen den Systemkosten der verschiedenen Lösungen ankommt. Auf eine Variation der Varianten GIS und HIS wird aus diesem Grunde und aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit verzichtet (vgl. Tab. 3).

	145kV			420kV	
	H 3	H 5	DSS	DSS	1 ½ LS
<b>GIS</b>	167%	164%	175%	167%	169%
<b>HIS</b>	160%	159%	182%	178%	181%
<b>AIS/AIS*</b>	100%/75%	100%/75%	100%/75%	100%/75%	100%/75%

Tab. 3 Vergleich der Systemkosten der Fallstudien<sup>8</sup>

Es ist ersichtlich, dass die Systemkosten von GIS und HIS eng beieinander liegen und sich je nach Schaltungsart Kostenvorteile für GIS oder für HIS ergeben. Der technische Aufwand eines HIS-Systems ist höher als der eines konventionellen GIS-Systems, da in HIS grundsätzlich das zusätzliche Merkmal „Freiluftfestigkeit“ realisiert wird. Kostenvorteile für HIS ergeben sich zum einen bei einer vorteilhaften Anordnung der Komponenten (z. B. in H-Schaltungen gegeben) oder bei Berücksichti-

<sup>8</sup> Die Konfigurationen der Musteranlagen sind im Abschnitt 5.2 und im Anhang in Abschnitt 9.3 dargelegt.

H 3: H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern

H 5: H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern

DSS: Doppelsammelschienenanlage mit 4 Abgängen und einem Kupplungsfeld

1 ½ LS: Schaltung in 1 ½ LS-Methode mit 4 Abgängen und 6 Leistungsschaltern

Die dargestellten Kosten der GIS-, HIS- und AIS-Musteranlagen sind wie in den folgenden Darstellungen auf die Kosten der AIS (=100%) bezogen.

gung der Gesamtinvestitionskosten einschließlich aller Nebengewerke des Anlagenumfeldes.

#### 5.4.2 Kosten des Anlagenumfeldes

Die Darstellung des Betrachtungsumfanges im Abschnitt 5.2.3 legt die berücksichtigten Komponenten des Anlagenumfeldes ausführlich dar. Die Trennung in Systemanteil und Anlagenumfeld erscheint vor dem Hintergrund der Life Cycle Cost-Analyse der Hochspannungsanlagen sinnvoll, da die Leistungen im Zusammenhang mit der Realisierung des Anlagenumfeldes nicht zwingend vom Hersteller der Systemkomponenten erbracht werden müssen und somit unabhängig davon betrachtet werden können. Es ist somit beispielsweise möglich, den Einfluss regionaler Kostenunterschiede einfließen zu lassen.

Die Kosten des Anlagenumfeldes umfassen alle Kostenbestandteile, die zu berücksichtigen sind, um die Geräte der Schaltanlage vom Hersteller zu übernehmen und daraus eine funktionstüchtige Anlage zu errichten. Die Aufteilung von System- und Installationskosten wird in den meisten Geschäftsfällen von gekapselten Anlagen nicht relevant sein, da beide Kostenbestandteile in der Regel im Liefer- und Leistungsinhalt des Anlagenlieferanten enthalten sind. Bei konventionellen Freiluftanlagengeschäften jedoch kommen reine Systemlieferanten vor, die lediglich die Geräte der Schaltanlage liefern und die restlichen Tätigkeiten von reinen Anlagenbauern ausführen lassen. Durch Aufteilung der Kostenstruktur der Life Cycle Cost in System- und Installationskosten können auch derartige Geschäftsmodelle leicht berücksichtigt werden.

Der Anteil des Anlagenumfeldes an den gesamten Investitionskosten ist sehr unterschiedlich (vgl. Tab. 4). In dieser Tabelle ist im Unterschied zur Darstellung in Tab. 3 der Anteil der Kosten des Anlagenumfeldes an den gesamten Investitionskosten dargestellt. In dieser Analyse soll der Blick auf die unterschiedliche Zusammensetzung der Investitionskosten der drei Anlagenkonzepte gelenkt werden.

Bei den hier betrachteten Musteranlagen variiert der Anteil des Anlagenumfeldes zwischen 12% und 50%. Grundsätzlich ist dieser Anteil bei den AIS-Anlagen am höchsten (33% - 50%), da durch die AIS-Konzeption bauseitig die aufwendigsten Leistungen zu erbringen sind. Erkennbar ist abermals der Einfluss der Berücksichtigung zweier unterschiedlicher Preisstellungen der AIS: Die reduzierten Systemkosten der Fallstudien AIS\* führen bei unveränderten Kosten des Anlagenumfeldes zu einer relativen Steigerung dieses Kostenbestandteiles.

Im Wesentlichen sind die Mehrkosten des Anlagenumfeldes der AIS auf die große Grundfläche mit entsprechend aufwendigen Gewerken für Erdung oder Sekundärverkabelung, aber auch auf große Stahlbauten und die entsprechenden Fundamente zurückzuführen. Die GIS benötigt grundsätzlich ein Schaltanlagegebäude, während

HIS und AIS mit einem deutlich kleineren Steuerungsgebäude auskommen. Der Anteil der Kosten des Anlagenumfeldes ist bei den Doppelsammelschienenanlagen kleiner als in den entsprechenden H-Schaltungsvarianten, da mehr Systemkomponenten benötigt werden (vor allem Trenn- und Erdungsschalter), das Anlagenumfeld ist jedoch vergleichbar.

	145kV			420kV	
	H 3	H 5	DSS	DSS	1 ½ LS
<b>GIS</b>	23%	21%	20%	19%	19%
<b>HIS</b>	20%	18%	16%	12%	12%
<b>AIS/AIS*</b>	43%/50%	42%/49%	42%/50%	33%/40%	34%/40%

Tab. 4 Anteil des Anlagenumfeldes der fünf Fallstudien an den gesamten Investitionskosten (ohne Berücksichtigung der Grundstückskosten) <sup>8</sup>

Die Kosten des Erwerbs des Grundstückes werden in den Musterrechnungen entweder separat ausgewiesen oder nicht berücksichtigt, da die maßgeblichen Faktoren zu stark individuellen Randbedingungen unterliegen. In Abschnitt 6.1.2 wird auf den Einfluss der Grundstückskosten detailliert eingegangen und deren Auswirkungen unter verschiedenen Randbedingungen analysiert.

### 5.4.3 Baukosten

Auch in der Bauindustrie wurde aufgrund der hohen erforderlichen Investitions- und Betriebskosten von Bauten früh damit begonnen, Life Cycle Cost-Betrachtungen anzustellen. Wissenschaftliche Untersuchungen der Folgekosten von Bauten wurden in Deutschland bereits 1973 veröffentlicht [BUR 73]. Die Kostenstruktur der Bauten wird vergleichbar mit der Struktur des Systemanteils in Baukosten und Baunutzungskosten unterteilt [SUB 85].

Zu den Baukosten gehören:

*Gebäude:* Betonbau für Wartengebäude für Freiluftanlagen bzw. Gesamtbetongebäude für Innenraumanlagen;

*Fundamente:* Für Geräte und Portale einschließlich Erdaushub, Beton und Armierung, Fundamentarbeiten;

*Erdarbeiten:* Kabelkanäle und Erdungsnetz einschließlich Erdaushub, Verfüllen etc.;

*Stahlabstützungen:* Portale und Stützkonstruktionen einschließlich Montage.



Die verwandten Daten für die Abschätzung der Baukosten sind im Anhang (Abschnitt 9.4.2) dokumentiert.

Bauprojekte stellen relativ hohe Anforderungen an Kostenprognosemodelle, da Bauobjekte in der Regel Unikate sind, die Folgekosten daher von vergleichbaren, aber nicht identischen Ausführungen abzuleiten sind.

## 5.5 Betriebskosten

Alle nach dem Abschluss der Beschaffung der Anlage auftretenden Kosten bis zu deren Stilllegung werden der nach Abb. 11 formulierten Kostenstruktur den Besitzkosten (im Englischen: „Cost of Ownership“) zugeordnet. Im Rahmen des Besitzes fallen innerhalb eines Lebenszyklus die in diesem Abschnitt betrachteten Betriebskosten an und zum Abschluss des Lebenszyklus die im folgenden Abschnitt behandelten Stilllegungskosten.

Der Schwerpunkt der Analyse der Betriebskosten liegt wie bei den Investitionskosten auf dem Systemanteil, um dem thematischen Schwerpunkt dieser Untersuchung gerecht zu werden. Das Anlagenumfeld ist jedoch mit zu berücksichtigen, da auch diese Kosten von der gewählten Technologie des Systemanteils abhängig sind. So liegen beispielsweise die Betriebskosten der Gebäude einer GIS über denen einer AIS, da die erforderlichen GIS-Gebäude aufwendiger sind. Es werden die Betriebskosten genauso betrachtet werden wie die Stilllegungskosten, die unmittelbar vor den Investitionskosten der Nachfolgeinvestition liegen.

Die Betriebskosten werden nach „geplanter Instandhaltung“ und „ungeplanter Instandhaltung“ unterschieden. Diese Gliederung klassifiziert die Kosten nach „planbaren oder deterministischen“ und „wahrscheinlichkeitsbestimmten oder stochastischen“ Kosten. Diese Unterscheidung ist insbesondere bei der Prognose der zukünftig auftretenden Kosten relevant, da unterschiedliche Modelle angewandt werden müssen. Die Kosten der „ungeplanten Instandhaltung“ schließen die Folgekosten der stochastisch auftretenden Störungen mit ein. Im Falle geringfügiger Störungen beispielsweise ist die Behebung dieser Störung im Rahmen einer geplanten Abschaltung daher Bestandteil der „ungeplanten Instandhaltungskosten“.

Die Instandhaltungskosten werden jeweils nach Wartungskosten und Unterbrechungskosten unterschieden. Die Wartungskosten fassen alle Kosten zusammen, die im Rahmen der konkreten Instandhaltungsaktivität anfallen, z.B. Material- oder Personalkosten. Die Unterbrechungskosten fassen die Folgekosten zusammen, die durch eine eventuelle Unterbrechung der Energieversorgung entstehen (s. Abschnitt 5.5.3.4). Die durch den reinen Betrieb der Anlage entstehenden Kosten (Betriebskosten im engeren Sinne) werden gemäß den Ausführungen in Abschnitt 5.2.3 nicht in den vergleichenden Kostenanalysen berücksichtigt.

### 5.5.1 Prognose zukünftiger Kosten

Die möglichst genaue Abschätzung zukünftiger Kosten ist insbesondere bei Systemen relevant, bei denen über hohe Investitionsvolumina bei langer Nutzungsdauer entschieden werden muss. Die ersten konsequenten Ansätze zur Abschätzung der Life Cycle Cost stammen aus dem militärischen Bereich, da hier ein möglichst wirtschaftlicher Nutzen der hohen Investitionsaufwendungen erreicht werden soll.

Die wesentliche Problemstellung der Besitzkosten liegt in der Vorgehensweise bei der Prognose der zukünftigen Kosten. Im Unterschied zu den Investitionskosten, die direkt bestimmbar sind, müssen die Besitzkosten über geeignete Verfahren hergeleitet werden. Die Genauigkeit dieser Prognoseverfahren hängt vom verwendeten Ansatz des Verfahrens, vom Umfang und der Qualität der Eingabeinformation sowie vom abzuschätzenden Systemtyp ab. Daher ist auf die unterschiedlichen Methodiken zur Kostenschätzung und der Analyse der Genauigkeit der Schätzungen einzugehen.

Das Berechnungsmodell zur Ermittlung der Life Cycle Cost basiert im Wesentlichen auf Erfahrungsdaten aus dem Einsatz von Hochspannungsschaltanlagen. Insbesondere bei der Beurteilung von aktuellen Hybridlösungen muss in einigen Bereichen auf Abschätzungen zurückgegriffen werden. Eine empirisch ermittelte Datenbasis steht bei diesen Anlagentypen aufgrund der relativen Neuheit der Anlagen (beispielsweise wurde HIS im Jahre 2000 in den Markt eingeführt) nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung.

Da jedoch auch Hybridsysteme auf bewährten, bereits länger eingesetzten Komponenten basieren, geht es vor allem um die Ergänzung empirischer Daten durch Expertenschätzungen. Diese Vorgehensweise ist bereits seit längerem in der Literatur beschrieben. Diese Vorgehensweise wird treffend mit „Looking forward through a rear-view mirror“ beschrieben [LIL 83].

Je nach Umsetzungsphase des abzuschätzenden Objektes ergeben sich unterschiedliche Verfahren zur Kostenermittlung [BLA 98]:

*1. Parametrische Kostenschätzung:*

Im Wesentlichen angewandt für Objekte, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden.

*2. Analogieschätzung:*

Im Wesentlichen angewandt für Objekte, die bereits realisiert sind, bei denen jedoch noch keine ausreichende Datenbasis aus der Betriebserfahrung vorliegt.

*3. Abschätzung aus Betriebserfahrungen:*

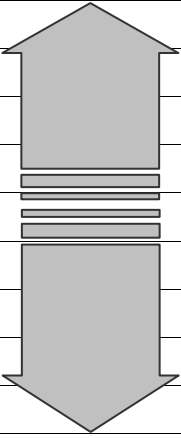
Im Wesentlichen angewandt für Objekte, die schon ausreichende Zeit in den Markt eingeführt und deren Betriebsdaten nach wie vor gültig sind.

Zur Ermittlung der Life Cycle Cost der zu untersuchenden Schaltanlagentechnologie ist eine Bewertung der einzelnen Technologien vorzunehmen. Abhängig von den charakteristischen Eigenschaften der jeweiligen Technologie ist ein oder eine Kom-

bination mehrerer Verfahren zur Kostenermittlung auszuwählen, das zur Bestimmung der zukünftigen Betriebsdaten herangezogen wird.

Gemäß den in Abschnitt 5.1 eingeführten Technologien<sup>9</sup> lassen sich die Kostenermittlungsverfahren je nach Rückführbarkeit auf etablierte Technologien gemäß der Darstellung in Tab. 5 zuordnen.

Die Anwendung der Kostenermittlungs- oder Kostenprognoseverfahren soll Hilfestellung bei der Bewertung von Varianten geben. So stellt sich insbesondere bei Investitionsgütern häufig die Frage, ob beispielsweise durch Erhöhung der Zuverlässigkeit im Betrieb, wofür meist durch erhöhte Investitionen in Vorleistung gegangen werden muss, die Life Cycle Cost insgesamt zu senken sind [WÜB 84]. Im Rahmen dieser Betrachtung ist zu entscheiden, welche Kombination aus Investitions- und Besitzkosten die geringsten Gesamtkosten ergibt. Es bleibt bei allen Rechnungen jedoch zu berücksichtigen, dass selbst Daten, die den Eindruck der Korrektheit erwecken (z. B. Zuverlässigkeitsanalysen der Cigré), in der konkreten Anwendung mit Unsicherheiten behaftet sind. Es gilt diese Unsicherheiten zu erkennen und ausreichend zu berücksichtigen.

Nr	Konzept	Rückführbarkeit auf etablierte Technologie	Kostenermittlungsverfahren
1	AIS	hoch (auf AIS)	3
2	Dead Tank		2/3
3	AIS-kompakt		3
4	CAIS		2
5	Compass		1
6	TSMAIS		1
7	PASS		1/2
8	MITS		1/2
9	HIS		2/3
10	Optigim/Optigis		3
11	GIS	hoch (auf GIS)	3

Tab. 5 Anwendung der Kostenprognoseverfahren auf die unterschiedlichen Anlagenkonzepte

<sup>9</sup> Die eingeführten Konzepte werden im Anhang (Abschnitt 9.1) eingehender vorgestellt.

### 5.5.1.1 Datenquellen

Eine wesentliche Grundlage für die Anwendung des geeigneten Kostenermittlungsverfahrens ist eine zuverlässige Datenbasis. Es sind für alle Kostenbestandteile gemäß der ausgewählten Kostenstruktur geeignete Daten zu ermitteln. Insbesondere Angaben zu den Betriebskosten lassen sich aus allgemein zugänglichen Daten gewinnen, so dass eine transparente und reproduzierbare Berechnung ermöglicht wird. In Tab. 6 ist eine Auswahl der wesentlichen Quellen von Betriebsdaten von Hochspannungsschaltanlagen dargestellt. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Daten sind im Anhang dokumentiert.

Datenquelle		Region	Bemerkungen
<b>Cigré</b>	Study Comités A3 und B3	weltweit	ausführliche und regional unabhängige Datenbestände
<b>IEEE</b>		Schwerpunkt USA	GIS-Daten nur eingeschränkt verfügbar, da im US-Markt unbedeutend
<b>VDEW/VDN</b>	VDEW-Statistik	Deutschland	Störungen, Anlagenausfälle in Deutschland
<b>GIS-Anwenderforum</b>	Austausch von Betriebserfahrungen	Deutschland	Schwerpunkt Störungen von GIS
<b>FGH</b>		hauptsächlich Deutschland	vereinzelte Auswertungen
<b>Hersteller-daten</b>		weltweit	nur herstellerspezifische Daten, i.d.R. schwer vergleichbar

Tab. 6 Untersuchte Datenquellen zur Ermittlung der Betriebskosten der Life Cycle Cost-Analysen<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Cigré (Conseil International des Grands Réseaux Électriques): weltweit tätige Organisation zur Bündelung technischer, wirtschaftlicher, umweltpolitischer, organisatorischer und regulativer Aspekte von elektrischen Energiesystemen ([www.cigre.org](http://www.cigre.org)).

IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers): Weltweite Vereinigung von Ingenieuren der Elektro- und Informationstechnologien

VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.): Dachverband der deutschen Elektrizitätswirtschaft mit etwa 750 Mitgliedern. Der VDN (Verband der Netzbetreiber e.V.) ist ein Fachbereich des VDEW und bündelt die Interessen der deutschen Netzbetreiber.

GIS-Anwenderforum: Forum deutschsprachiger GIS-Anwender mit jährlich stattfindender Tagung an der TU Darmstadt.

Im Falle der Anwendung des Life Cycle Cost-Modells für individuelle Rechnungen können diese Daten als Basis eingesetzt und um eigene Daten ergänzt werden. Die Vielfalt der Datenquellen macht die Konzentration auf einen Datenlieferanten erforderlich. Konsistente Ergebnisse sind nur zu erwarten, wenn die Daten unter vergleichbaren Bedingungen erhoben wurden. Für die weitere Analyse der Life Cycle Cost werden daher soweit möglich ausschließlich Daten der Cigré verwendet. Das Datenmaterial der Cigré ist sehr umfangreich und basiert auf weltweiten Datenerhebungen. Im Wesentlichen werden zur Ermittlung der Kosten der geplanten und ungeplanten Instandhaltungskosten des Systemanteils der zu betrachtenden Anlagen folgende „Technical Brochures“ der Cigré verwendet:

*Cigré SC 13 WG 06: „Final report on the second international enquiry on HV circuit-breaker failures and defects in service“, Cigré Technical brochure, Ref. No. 83, 1994 [CIG 94]:*

Betriebsdaten von Leistungsschaltern in folgender Klassifizierung:  
Freiluft - metallgekapselt, Freiluft - nicht metallgekapselt,  
Innenraum - metallgekapselt, Innenraum - nicht metallgekapselt.

*Cigré SC 23 WG 02, „Report on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) service experience“, Cigré Technical brochure, Ref. No. 150, 2000 [CIG 00]:*

Betriebsdaten von GIS mit allen wesentlichen Komponenten (Leistungsschalter, Trennschalter, Erdungsschalter, Stromwandler, Spannungswandler, Sammelschienen, Ausleitungen, Freileitungsanschluss, Kabelanschluss, Transformatoranschluss, Überspannungsableiter) differenziert nach Aufstellbedingungen (Innenraum, Freiluft).

Die Datenbasis der Cigré weist folgende vorteilhafte Eigenschaften für die Verwendung in Life Cycle Cost-Analysen auf:

*Unabhängigkeit:*

Die Daten werden von unabhängiger Seite erhoben (unabhängig von Herstellern und Betreibern) und weisen somit einen hohen Grad von Neutralität auf.

*Detaillierung:*

Die Daten werden sehr detailliert erhoben und nach wissenschaftlichen Methoden verarbeitet.

*Ausführlichkeit:*

Die Daten beleuchten nahezu alle für die Ermittlung von Life Cycle Cost relevanten Aspekte der Betriebsführung von Hochspannungsschaltanlagen.

Neben den unbestreitbaren Vorzügen gibt es jedoch nachfolgend dargestellte Einschränkungen bei der Verwendung der beiden Cigré-Berichte:

*Zwei unterschiedliche Berichte erforderlich:*

Die Berichte wurden von unterschiedlichen Arbeitsgruppen erarbeitet und somit sind die Daten nicht direkt vergleichbar. Die Zusammenführung der Daten wurde soweit möglich vermieden und erfolgte ansonsten unter großer Vorsicht.

*Keine Aussagen zu Ausfallkosten:*

Die Ausfallkosten werden abgeschätzt, weitere zugängliche Quellen werden berücksichtigt.

*Bei AIS ausschließlich Aussagen zu Leistungsschaltern,  
keine Angaben über AIS-Trennschalter o.ä.:*

Es werden Analogieschlüsse auf Basis des bestehenden Datenmaterials durchgeführt. Derzeitig wird eine weitere Umfrage des SC A3 vorbereitet, die die Eigenschaften aller Geräte sowohl der AIS als auch der GIS umfasst.

Fallweise werden die Daten durch weitere Datenquellen ergänzt, wie zum Beispiel beim Vergleich der Zuverlässigkeit von Anlagen gemäß der Cigré-Daten mit typischen Daten eines führenden Herstellers. Die Herkunft des Datenmaterials ist in jedem Falle eindeutig gekennzeichnet.

Insbesondere die fehlenden Daten der Geräte der Freiluftanlage (bis auf den Leistungsschalter) haben zur Folge, dass sich die Daten zur Instandhaltung auf die Anzahl der Leistungsschalter beziehen.

Um größtmögliche Vergleichbarkeit zwischen [CIG 94] und [CIG 00] zu gewährleisten, wird grundsätzlich der gesamte Datenbestand berücksichtigt. [CIG 00] wertet die Datenbestände auch alternativ ohne Japan und ohne einen Betreiber aus, der auffälliges Fehlerverhalten aufweist, dagegen weist [CIG 94] die Datenbestände entweder komplett oder in einzelnen Auswertungen ohne die beiden Extreme aus. Die innerhalb der Auswertungen der Datenbestände begründeten Ausschlüsse verschlechtern die Vergleichbarkeit, da ansonsten die befragten Anwender beider Umfragen durchaus vergleichbar sind.

[CIG 00]: 109 Betreiber aus 34 Ländern (incl. Japan),  
zusätzlich 18 Hersteller aus 9 Ländern

[CIG 94]: 132 Betreiber aus 22 Ländern (incl. Japan)

Beide Berichte werten jeweils Daten aus zwei Umfragen aus. Für die Auswertungen im Zusammenhang mit dieser Untersuchung werden soweit möglich die Daten der jeweils 2. Umfrage verwendet, damit möglichst die aktuelle Technologie in den Ana-

lysen berücksichtigt wird. In den Zeiträumen der 1. Umfrage ist ein Großteil der ausgewerteten Geräte nicht mit der heute allgemein üblichen SF6-Leistungsschalter-Technologie ausgerüstet gewesen.

Inbetriebnahme	1. Umfrage	2. Umfrage
[CIG 94]	1.1.78 – 31.12.82	<b>1.1.83 – 31.12.91</b>
[CIG 00]	– 31.12.84	<b>1.1.85 – 31.12.95</b>

Die Zeiträume sind also gut vergleichbar, insbesondere wenn berücksichtigt wird, dass Technologiesprünge in der Hochspannungsschalttechnik in der Regel zunächst über konventionelle Schaltgeräte in den Markt eingeführt werden und erst danach in gasisolierter Technik eingesetzt werden.

#### 5.5.1.2 Nebenkosten

Analog zu den Betrachtungen der Investitionskosten sind auch bei Besitzkosten vor allem die Kosten zu berücksichtigen, die mit den Technologien variieren. Insofern werden Gebühren, Steuern oder direkte Betriebskosten im Rahmen dieser Untersuchung nicht betrachtet, da sie überwiegend unabhängig von der gewählten Technologie anfallen. Insbesondere für die Abschätzung der Besitzkosten ist es jedoch vor dem Hintergrund der langen Lebensdauer von Schaltanlagen erforderlich, zeitliche Preisänderungen zu berücksichtigen.

In Investitionsrechnungen oder Life Cycle Cost-Rechnungen werden diese Effekte häufig vernachlässigt. Insbesondere bei langfristigen Rechnungen werden dabei nicht zu vernachlässigbare Fehler gemacht, da die Methoden der Investitionsrechnungen zukünftige Kosten mit Hilfe des Abzinsungsfaktors auf das heutige Niveau vergleichbar rechnen. Eine Schätzung zukünftiger Kosten muss demzufolge den Geldwert der jeweiligen zukünftigen Periode berücksichtigen, d.h. vor allem zukünftige Preissteigerungsraten antizipieren. Zusätzlich zur Einbeziehung der Inflation kann es erforderlich sein, erhöhte Zinssätze, Preisgleitklauseln oder Produktivitätsindizes im Zusammenhang mit hohen Inflationsraten zu berücksichtigen [TRO 94], [WIL 82].

Im Rahmen dieser Untersuchungen sollen die Effekte der Inflation in den Rechnungen berücksichtigt werden. Diese Daten lassen sich aus den Erfahrungen der Vergangenheit recht gut ableiten. Produktivitätssteigerungen werden häufig durch andere Effekte wie Erhöhung des Leistungsumfanges ausgeglichen und sind somit ähnlich wie veränderte Zinssätze nur sehr unsicher abzuschätzen. Zur Annäherung an die zukünftige Inflationsrate werden Angaben unterschiedlichster Quellen bezogen auf die wesentlichen Wirtschaftsräume untersucht, damit eine für den jeweiligen Anwendungsfall geeignete Preissteigerungsrate ausgewählt werden kann. Die zukünftigen Kosten von Hochspannungsschaltanlagen betreffen im Wesentlichen geplante und

ungeplante Wartungsmaßnahmen. Somit sind insbesondere zukünftige Lohn-, Reise- und Materialkosten elektrotechnischer Erzeugnisse einschließlich der sich ergebenden lokalen Unterschiede zu berücksichtigen [SEI 02], [CIA 04].

Land	1990	1995	2000	Durchschnitt	zu-künftig**
<b>Deutschland</b>	+5,0% *	+1,7%	+1,9%	+2,9%	<b>+2,0%</b>
<b>USA</b>					
Elektrizität (CPI)	+2,4%	+2,3%	+1,6%	+2,1%	<b>+2,0%</b>
Verbrauchsgüter (PPI)	+5,9%	+2,0%	+6,1%	+4,7%	<b>+4,0%</b>

Tab. 7 Preissteigerungsdaten, \*): 1992, \*\*): zukünftig: Annahme  
CPI: Consumer Price Index, PPI: Producer Price Index [CIA 04]

Gemäß [CIA 04] weisen entwickelte Staaten derzeit typische Inflationsraten zwischen 1% und 4% auf, während Entwicklungsländer häufig Raten zwischen 5% und 60% aufweisen. Da die hauptsächlichen Absatzmärkte für Hochspannungsschaltanlagen unter den entwickelten Industrienationen zu finden sind, wird auch in Übereinstimmung mit den Daten der Tab. 7 für die folgenden Rechnungen von einer Preissteigerungsrate von 2,0% ausgegangen. Zukünftige Ausgaben im Rahmen der Life Cycle Cost-Rechnungen müssen dementsprechend aufgezinster werden.

### 5.5.1.3 Kalkulationszinsfuß

Die zukünftigen Kosten des Betriebes können im Rahmen der Anwendung des dynamischen Life Cycle Cost-Modells nur unter Berücksichtigung des zutreffenden Zinssatzes (Kalkulationszinsfußes) korrekt ermittelt werden. Neben dem Kalkulationszinsfuß (vgl. Herleitung im Abschnitt 4.2.1) ist die angenommene Geldentwertung der zukünftigen Kosten zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 5.5.1.2). Der Einfluss unterschiedlicher Zins- und Inflationssätze auf die Entwicklung der Life Cycle Cost einer exemplarischen 145kV-AIS ist in Abb. 12 dargestellt.

Es wird deutlich, dass die Abzinsung der zukünftigen Aufwendungen einen erheblichen Einfluss auf die Life Cycle Cost hat. Der Kostenaufbau unter Berücksichtigung eines Kalkulationszinsfußes von 0% entspricht der Anwendung eines statischen Kalkulationsverfahrens, also der Vernachlässigung der Abzinsung. Die angenommenen Zinssätze von 8% bzw. 12% zeigen in späteren Perioden bereits eine deutliche Annäherung an die waagerechte Asymptote: Betriebskosten führen zu keiner Erhöhung der Life Cycle Cost mehr. Weiterhin wird deutlich, dass die Berücksichtigung einer Inflation von 2% – also einer Aufzinsung zukünftiger Zahlungen – einer Verringerung des Kalkulationszinsfußes um diesen Betrag entspricht.



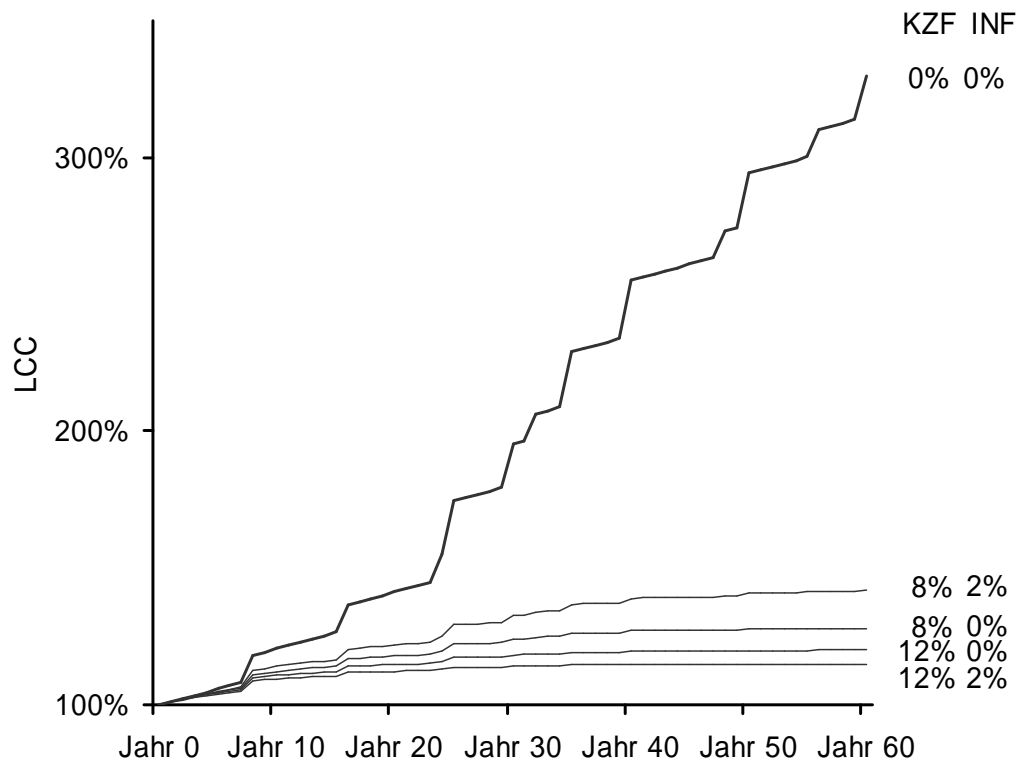


Abb. 12 Entwicklung der Life Cycle Cost einer 145kV-AIS über 60 Jahre unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zinssätze (KZF: Kalkulationszinsfuß, INF: Inflationsrate)

Durch die dynamische Rechnung verringern sich die Life Cycle Cost von 336% auf 156% des Investitionsvolumens im Vergleich zur statischen Rechnung. Für die zukünftigen Rechnungen werden ein Kalkulationszinsfuß von 8% und eine Inflationsrate von 2% angenommen.

Weiterhin lässt sich über eine Betrachtung unterschiedlicher Kalkulationszinsfüße der Einfluss des Zinssatzes auf die Life Cycle Cost der unterschiedlichen Technologien ableiten (vgl. Abb. 13). Bei niedrigen Kalkulationszinsfüßen sind die Technologien im Vorteil, die geringe Betriebskosten aufweisen, da die geringe Abzinsung die Betriebskosten stärker gewichtet. Bei steigendem Kalkulationszinsfuß geht der Einfluss der Betriebskosten zurück und es steigt die Relevanz der Investitionskosten – im Extremfall sind ausschließlich die Investitionskosten maßgeblich für die Life Cycle Cost.

Im konkreten Vergleich der drei Technologien wird deutlich, dass für die ausgewählte Musterkonfiguration (145kV-Anlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern) die GIS-Lösung bis zu einem Kalkulationszinsfuß 3,4% die geringsten Life Cycle Cost aufweist und somit die günstigste Lösung ist.

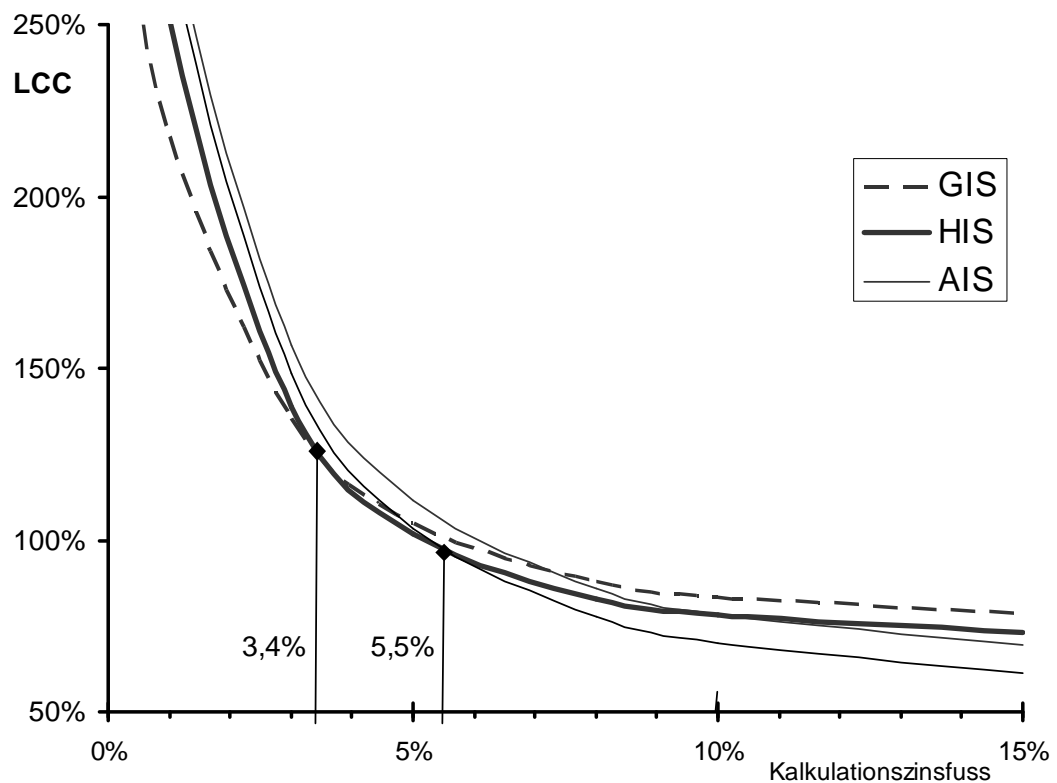


Abb. 13 Vergleich der Life Cycle Cost der unterschiedlichen Technologien bei variablem Kalkulationszinsfuß ohne Berücksichtigung der Inflation  
(Beispiel: 145kV-Anlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern,  
100%: Basisfall AIS bei 8% Kalkulationszinsfuß und 2% Inflation, s. Abb. 14)

Ab einem Kalkulationszinsfuß von 3,4% ist die HIS die günstigste Lösung und ab einem Kalkulationszinsfuß von 5,5% wird die HIS-Lösung weniger wirtschaftlich als die AIS mit reduziertem Preisniveau. Die beiden mageren durchgezogenen Linien stellen die Spannweite der unterschiedlichen Preisniveaus der AIS-Lösungen dar.

Es wird jedoch deutlich, dass die resultierenden Life Cycle Cost der unterschiedlichen Technologien nur kleine Unterschiede aufweisen. Die Kostenstrukturen der Hochspannungsschaltanlagen weisen insgesamt eine sehr ähnliche Struktur auf. Bei diesen Betrachtungen wurde eine Inflation von 0% angesetzt. Die Berücksichtigung der Inflation hat in der Konsequenz zur Folge, dass die Life Cycle Cost steigen und somit Technologien mit geringeren Betriebskosten auch bei höheren Zinssätzen noch die wirtschaftlichste Lösung darstellen. Bei einer angenommenen Inflationsrate von 2% stellt die GIS unter den getroffenen Annahmen bis zu einem Kalkulationszinsfuß von 5,8% die günstigste Lösung dar, danach ist es die HIS (vgl. Abb. 14). Ab einem Kalkulationszinsfuß von 7,4% ist schließlich die preisgünstigere AIS-Variante die wirtschaftlichste Lösung.

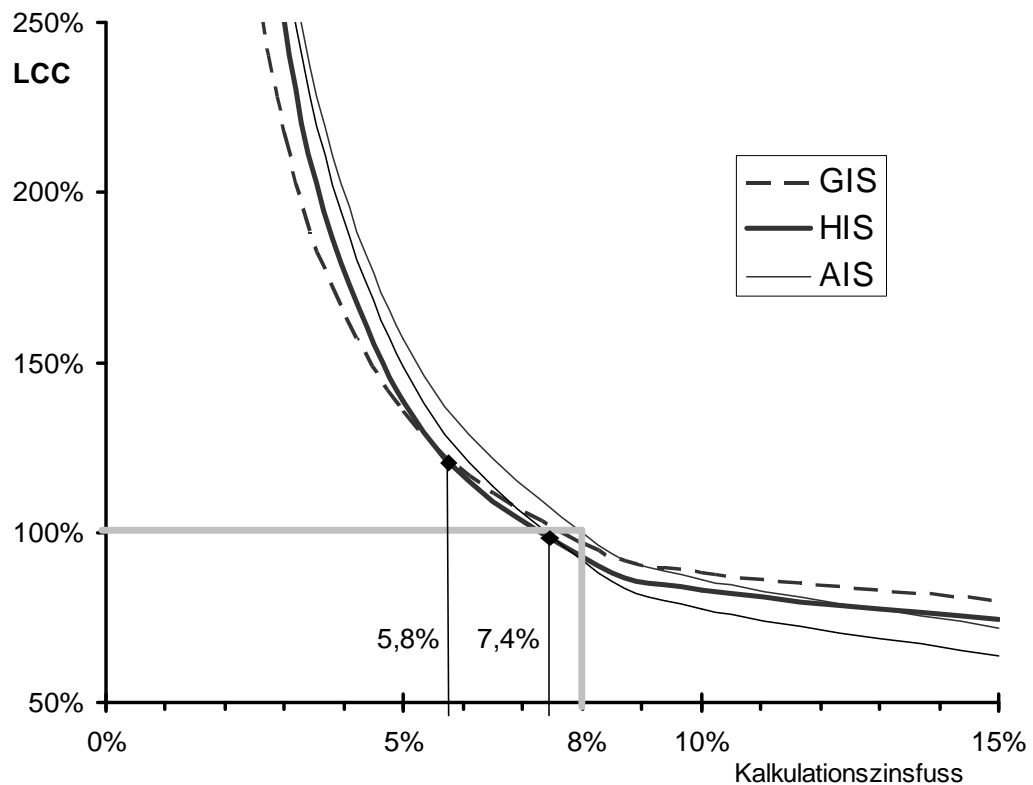


Abb. 14 Vergleich der Life Cycle Cost der unterschiedlichen Technologien bei variablem Kalkulationszinsfuß bei einer angenommenen Inflation von 2% (Beispiel: 145kV-Anlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern, 100%: Basisfall AIS bei 8% Kalkulationszinsfuß und 2% Inflation)

### 5.5.2 Geplante Instandhaltung des Systemanteils

Die Betriebskosten werden gemäß dem in dieser Analyse verwendeten Life Cycle Cost-Modell in geplante und ungeplante Instandhaltungskosten unterschieden. Die geplanten Kosten dienen der Wartung und damit der Kontrolle und Erhaltung der Funktionstüchtigkeit, während die ungeplanten Instandhaltungskosten der Instandsetzung und damit der Wiederherstellung der Funktionstüchtigkeit dienen [BIR 91]. Zunächst sollen die geplanten oder präventiven Instandhaltungsmaßnahmen untersucht werden; es handelt sich hierbei um deterministische Kosten. Wie bereits eingeführt, werden im Rahmen dieser Untersuchung für die Betriebsdaten soweit wie möglich allgemein verfügbare Daten verwendet. In Abschnitt 5.5.1.1 wurde bereits ausgeführt, dass die Datenbasis der Cigré die Betriebsdaten einer GIS mit allen Komponenten ausführlich wiedergibt [CIG 00], im Falle der AIS jedoch nur die entsprechenden Daten der Leistungsschalter darstellt [CIG 94]. Es lassen sich keine Werte für die geplante (und auch ungeplante) Instandhaltung der AIS-Geräte außerhalb des Leistungsschalters auffinden.

Durch die Überlappung der beiden Datenbasen auf dem Feld der gekapselten Leistungsschalter lassen sich Analogieschlüsse herbeiführen und die jeweils fehlenden Daten abschätzen. Zur Abschätzung ist es erforderlich, die Unterschiede im Wartungsaufwand des Leistungsschalters der unterschiedlichen Technologien (hier: „Freiluft, nicht metallgekapselt“, also: AIS-Leistungsschalter sowie „Innenraum, metallgekapselt“, also: GIS-Leistungsschalter) einer bestimmten Spannungsebene miteinander ins Verhältnis zu setzen und davon die Aufwendungen für die restlichen Komponenten abzuleiten.

Die Vorgehensweise erfolgt dreistufig:

1. Zunächst muss das *Technologie-Korrektiv* ermittelt werden, d.h. die im Verhältnis zum Durchschnitt der Leistungsschalter erhöhten oder verminderten Wartungsaufwendungen der spezifischen Technologie.
2. Danach können die von der Spannungsebene abhängigen Wartungsaufwendungen, die jedoch nicht nach der Technologie differenziert sind, ermittelt werden.
3. Schließlich müssen diese Aufwendungen um das *Technologie-Korrektiv* der jeweiligen Technologie korrigiert werden, um die gewünschten Wartungsaufwendungen abzuleiten.

Diese Vorgehensweise ist störanfällig, weil tiefer gehende Abhängigkeiten der Daten nicht erkannt werden. So scheinen in den unteren Spannungsebenen die Innenraumanlagen stärker vertreten zu sein, was dazu führt, dass die pauschal ausgewiesenen Wartungsaufwendungen verhältnismäßig gering dargestellt werden (oder entsprechend die der höheren Spannungsebenen zu hoch).

Da die ermittelten Korrektive die summarisch ausgewiesenen Werte jedoch lediglich um maximal 40% korrigieren, erscheinen die Abweichungen vor dem Hintergrund der sonstigen Unwägbarkeiten akzeptabel. Außerdem werden die vergleichbaren Personalaufwendungen für geplante Instandhaltungsmaßnahmen an GIS-Anlagen aus [CIG 00] zur Plausibilisierung und Kalibrierung herangezogen.

<b>Wartungsintervall</b>	Vertreter	Antworten	Jahre	Techn. korr.
Innenraum, metallgekapselt	GIS	390	9,3	+11%
Innenraum, nicht metallgekapselt	-	87	7,9	-6%
Freiluft, metallgekapselt	HIS	338	8,0	-4%
Freiluft, nicht metallgekapselt	AIS	1086	8,2	-2%
<b>Gewichtetes Mittel</b>			<b>8,4</b>	
<b>Personalaufwand</b>	Vertreter	Antworten	Mh/a/LS	Techn. korr.
Innenraum, metallgekapselt	GIS	325	16,0	-33%
Innenraum, nicht metallgekapselt	-	76	17,2	-28%
Freiluft, metallgekapselt	HIS	301	28,9	+21%
Freiluft, nicht metallgekapselt	AIS	883	25,7	+7%
<b>Gewichtetes Mittel</b>			<b>23,9</b>	
<b>Materialaufwand</b>	Vertreter	Antworten	Mh/a/LS	Techn. korr.
Innenraum, metallgekapselt	GIS	289	30,9	-23%
Innenraum, nicht metallgekapselt	-	67	24,1	-40%
Freiluft, metallgekapselt	HIS	258	86,5	+115%
Freiluft, nicht metallgekapselt	AIS	620	26,9	-33%
<b>Gewichtetes Mittel</b>			<b>40,2</b>	

Tab. 8 Technologie-Korrektive für Wartungsintervall, Personalaufwand, Materialaufwand der geplanten Wartungsmaßnahmen nach [CIG 94]

In Tab. 8 werden die Technologie-Korrektive für Wartungsintervall, Personal- und Materialaufwand der geplanten Instandhaltung für einen Leistungsschalter hergeleitet. Darauf aufbauend wird eine Abschätzung für erhöhte oder verminderte Wartungsintensität der unterschiedlichen Technologien der beiden betrachteten Spannungsebenen abgeleitet (vgl. Tab. 9).

Für die weitere Verwendung des Datenmaterials aus Tab. 8 sind folgende Sachverhalte zu berücksichtigen:

- Die Charakteristika der unterschiedlichen Technologien können nur spannungsebenenübergreifend ausgewertet werden. Es liegen keine Daten vor, die nach Spannungsebene und nach der eingesetzten Technologie differenziert sind.
- Die Daten der Technologie „Freiluft, metallgekapselt“ können nur unter Vorbehalt als Grundlage für die Bewertung der HIS eingesetzt werden, da die Daten

der Cigré hierbei vor allem die entsprechenden Daten der Hochspannungsschaltanlagen des japanischen Marktes wiedergeben. In [CIG 00] basieren 86% der Betriebserfahrungen der in Freiluft aufgestellten GIS auf in Japan installierten Anlagen (vgl. Abschnitt 5.5.3.3).

- Die Analysen dieser Arbeit betrachten AIS-Anlagen nur in Freiluftaufstellung, weshalb die Technologie „Innenrau, nicht metallgekapselt“ nicht berücksichtigt wird. Da diese Technologie jedoch Bestandteil der Grundgesamtheit der Cigré-Daten ist, müssen die entsprechenden Daten zur Ermittlung des Technologie-Korrektivs berücksichtigt werden.

	145kV				420kV			
	Bas.	AIS	HIS	GIS	Bas.	AIS	HIS	GIS
<b>Wartungsintervall</b>								
Intervall* [Jahre]	8,6				7,8			
Technologiekorrektiv		-2%	-6%	+11%		-2%	-6%	+11%
Wartungsintervall [Jahre]		<b>8,4</b>	8,1	<b>9,5</b>		<b>7,6</b>	7,3	<b>8,7</b>
Intervall** [Jahre]				11,8				13,8
<b>Personalaufwand</b>								
Wartungsanteil LS	50%				50%			
Personalaufwand* [Mh/a/LS]	17,4				31,0			
[Mh/Ereignis/Feld]	227				484			
Technologiekorrektiv		+7%	-28%	-33%		+7%	-28%	-33%
Personalaufwand [Mh/Ereig.]		<b>243</b>	163	<b>152</b>		<b>520</b>	348	<b>324</b>
Aufwand** [Mh/Ereig.]				145				306
pausch. Reiseaufwand [€/Ereig.]		<b>10000</b>	<b>10000</b>	<b>10000</b>		<b>10000</b>	<b>10000</b>	<b>10000</b>
<b>Materialaufwand</b>								
Materialaufwand* [Mh/a/LS]	20,7				17,7			
[Mh/Ereignis/Feld]	270				276			
Technologiekorrektiv		-33%	-40%	-23%		-33%	-40%	-23%
Materialaufwand [Mh/Ereig.]		<b>181</b>	162	<b>208</b>		<b>185</b>	166	<b>213</b>
Gesamtaufwand [T€/Feld/Ereig.]		52400	42500	46000		80500	61400	63700

Tab. 9 Aufwendungen je Feld für geplante Instandhaltung<sup>11</sup>

<sup>11</sup> \*: Daten aus [CIG 94], \*\*: Daten aus [CIG 00], Stundensatz: 100€/h

Die für die Berechnungen verwendeten Werte sind **fett** dargestellt

Die Umfrage durch [CIG 94] differenziert die geplanten Instandhaltungsmaßnahmen nicht, insofern stellen Intervall und Aufwendungen einen Mittelwert aus Inspektionen, Revisionen und anderen Instandhaltungsmaßnahmen dar.

Die folgenden Anmerkungen mögen bei der Interpretation der ermittelten Werte aus Tab. 9 hilfreich sein:

*Wartungsintervall:*

Wartungsintervalle werden sowohl in [CIG 94] als auch in [CIG 00] angegeben. Die Daten können somit plausibilisiert werden. [CIG 94] weist ein Wartungsintervall von 8,6 (145kV) bzw. 7,8 Jahren (420kV) aus. Diese Wartungsintervalle gelten für alle erfassten Technologien. Mit Hilfe der Technologiekorrektive für die einzelnen Technologien lassen sich die Wartungsintervalle für GIS, HIS und AIS separiert ableiten. Im Vergleich zu dem abgeleiteten GIS-Intervall ist das in [CIG 00] erfasste Intervall deutlich größer (9,5 zu 11,8 Jahren für 145kV bzw. 8,7 zu 13,8 Jahren). Aus Gründen der Datenkonsistenz werden trotzdem die fett ausgezeichneten Daten der [CIG 94] verwendet. Im Abschnitt 5.5.3.3 wird dargelegt, dass die Zuverlässigkeit der Technologie „Freiluft, metallgekapselt“ im Vergleich am höchsten ist. Die dort geäußerte Vermutung, dass dies durch besonders intensive Wartungsaktivitäten erreicht wird, wird durch die Daten der Tab. 9 bestätigt: die Wartungsintervalle dieser Technologie sind die kürzesten.

*Personalaufwand/Materialaufwand:*

Die Daten zum Personal- und Materialaufwand wurden in [CIG 94] in Personenstunden [Mh] pro Jahr ermittelt. Für die Ermittlung der Life Cycle Cost ist eine Überführung in Kosten je Ereignis erforderlich. Diese Umrechnung ist fehleranfällig, da die Multiplikation der Jahreswartungskosten mit dem Wartungsintervall nur dann zutreffend ist, wenn die Datenerhebung konsequent durchgeführt wurde. Eine direkte Ermittlung im Rahmen der Datenerhebung in Kosten je Ereignis – wie in [CIG 00] praktiziert – erscheint als die bessere Vorgehensweise. Die Plausibilisierung der Daten ergibt eine sehr gute Übereinstimmung der beiden Rechenwege („Personalaufwand“ aus [CIG 94] hergeleitet, „Aufwand“ aus [CIG 00] ermittelt).

*Materialaufwand:*

Die Kosten der Ersatzteile werden in [CIG 94] in Mannstunden angegeben, um diese Kosten zwischen den verschiedenen Ländern vergleichen zu können. Die dabei benutzte Bezugsgröße ist jeweils der lokale Stundensatz.

*Wartungsanteil LS:*

Da die Daten aus [CIG 94] nur den Wartungsaufwand für einen Leistungs-

schalter angeben, muss der Aufwand zur Wartung der restlichen Feldkomponenten davon abgeleitet werden.

*HIS-Daten:*

Der Gesamtaufwand je Ereignis liegt für HIS („Freiluft, metallgekapselt“) etwa 10% unter dem jeweiligen Wert der GIS. Wie bereits ausgeführt, lassen sich diese Daten jedoch nicht ohne weiteres auf die HIS übertragen.

Die Instandhaltungsdaten der HIS werden für die Life Cycle Cost-Betrachtungen von den GIS-Daten abgeleitet. Die erschwerten Bedingungen der direkten Freiluft-Aufstellung der HIS werden durch ein Freiluft-Korrektiv wiedergegeben (+10%). Die Ermittlung des Freiluft-Korrektivs wird in Abschnitt 5.5.3.3 diskutiert.

*Gesamtaufwand:*

Der Gesamtaufwand je Ereignis für die geplante Instandhaltung beläuft sich nach dieser Ermittlung auf etwa 45.000 € je 145kV-Feld und etwa 60.000 - 80.000 € je 420kV-Feld. Diese Aufwendungen erscheinen insbesondere vor dem Hintergrund der Wartungsintervalle von unter 10 Jahren als recht hoch. Eine Vergleichsrechnung mit den von den Herstellern vorgeschlagenen Wartungsplänen zeigt (vgl. Anhang), dass entweder die durch Cigré erhobenen Werte zu hoch sind oder die durchschnittliche Wartungsintensität im Auswertezeitraum tatsächlich deutlich über den Empfehlungen der Hersteller lag. Eine Differenzierung nach einfacher Inspektion, umfangreichen Revision und sonstigen Wartungen würde die Datenqualität verbessern. So wurde beispielsweise bereits 1985 erkannt, dass die Wartungsintervalle von GIS typischerweise 10 bis 20 Jahre betragen [PAT 85].

Kosten durch nicht übertragene Energie (Ausfallkosten) wurden im Zusammenhang mit geplanten Instandsetzungsmaßnahmen nicht berücksichtigt, da es durch vorgesehene Redundanzen im Anlagenaufbau in der Regel möglich ist, die Revisionsmaßnahmen ohne Unterbrechung der Energieversorgung durchzuführen. Sollte das im Einzelfall nicht möglich sein, so wird die geplante Instandsetzungsmaßnahme so eingesteuert werden, dass die Auswirkungen der Unterbrechung möglichst gering sind (kurze Unterbrechungszeit in lastarmer Periode). Analog zu diesen Überlegungen weisen weder [CIG 94] noch [CIG 00] entsprechende Daten aus.

### 5.5.3 Ungeplante Instandhaltung des Systemanteils

Neben den deterministischen Kosten der geplanten Instandhaltung sind die stochastischen Kosten der ungeplanten Instandhaltung – also alle Kosten im Zusammenhang mit der Behebung auftretender Störungen – zu betrachten.



Die ungeplanten Instandhaltungskosten setzen sich gemäß der gewählten Kostenstruktur aus den Wartungs- und den Unterbrechungskosten zusammen. Die Wartungskosten im Falle der ungeplanten Instandhaltung sind die direkten und indirekten korrektiven Maßnahmen zur Störungsbehebung. Im Rahmen dieser Untersuchung werden die auftretenden Störungen des Systems nach „gravierenden“ und „geringfügigen“ Störfällen unterschieden. Die Unterbrechungskosten fassen alle durch die Unterbrechung der Energieversorgung entstehenden indirekten Kosten zusammen. Direkte Kosten aus dem Betrieb der Anlage werden den Betriebskosten des Anlagenumfeldes zugeordnet.

### 5.5.3.1 Gravierende Störfälle

In Hochspannungsschaltanlagen stellen gravierende Störfälle sehr seltene Ereignisse dar.<sup>12</sup> Wenn sie jedoch auftreten, weisen sie erhebliche Konsequenzen bezüglich der verursachten Kosten auf. Die aus der Behebung der Störung resultierenden Kosten (ungeplante Instandhaltung) lassen sich ähnlich wie die Kosten der geplanten Instandhaltung (vgl. Abschnitt 5.5.2) aus dem Datenbestand der Cigré herleiten. Auch bei der Ermittlung der Datengrundlage der ungeplanten Instandhaltung sind die entsprechenden Daten der Geräte der AIS aus der vorhandenen Datenbasis abzuleiten, da bis auf die Daten der konventionellen Leistungsschalter keine weiteren Daten der Cigré verfügbar sind. Die zusätzlich unter bestimmten Umständen auftretenden Kosten in Folge einer Unterbrechung der Energieversorgung werden im Abschnitt 5.5.3.4 beleuchtet.

	145kV		420kV	
	AIS	GIS	AIS	GIS
Fehlerrate nur LS* [1/100a]	0,89	0,22	1,62	1,32
Anteil LS an Fehlern**		40%		27%
Fehlerrate Feld kpl. [1/100a]	<b>2,23</b>	0,55	<b>6,00</b>	4,89
Fehlerrate Feld kpl.** [1/100a]		<b>1,15</b>		<b>3,69</b>

Tab. 10 Fehlerraten für gravierende Störfälle<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Definition gem [IEC 60694] (eine ähnliche Definition wird auch in [CIG 94] verwendet): “Major Failure: Failure of a switchgear or controlgear which causes the cessation of one or more of its fundamental functions. A major failure will result in an immediate change in the system operating conditions, e.g. the backup protective equipment will be required to remove the fault, or will result in mandatory removal from service within 30 min for unscheduled maintenance.”

<sup>13</sup> Aus den umfangreichen Datenbeständen von [CIG 94] und [CIG 00] wurden möglichst vergleichbare Angaben entnommen. Im Einzelnen wurden folgende Datenbasen berücksichtigt:

Die unterschiedlichen Technologien sind in den Untersuchungen gemäß [CIG 94] gut differenzierbar, allenfalls stark streuende Unterschiede zwischen den Technologien innerhalb einer Spannungsebene fallen auf (vgl. Tab. 10): In der 145kV-Ebene ist die AIS-Fehlerrate etwa 400% höher als die vergleichbare GIS-Rate (0,22 zu 0,89), während in der 420kV-Ebene diese Steigerung lediglich 22% beträgt (1,32 zu 1,62). Tendenziell sind eigentlich vergleichbare Unterschiede zwischen den Technologien zu erwarten, da diese Daten ausschließlich die Zuverlässigkeit des Leistungsschalters wiedergeben und diese Komponente in allen Technologien SF<sub>6</sub>-Gas-isoliert und gekapselt ist. Lediglich das Material der Kapselung (Porzellan für AIS bzw. metallische Kapselung für GIS) und der Aufstellort (Freiluft bzw. Innenraum) variiert. Die Auswirkungen des Aufstellortes bestimmen die Unterschiede in der Zuverlässigkeit, da die Einwirkungen der Umwelt bei der Aufstellung in Freiluft stärker sind. Die unerwarteten Schwankungen (400% vs. 22%) erklären sich durch die geringe Datenbasis der Störfälle: Der GIS-Rate von 145kV liegen lediglich 6 Störfälle und der GIS-Rate von 420kV lediglich 8 Störfälle zugrunde.

Ein Vergleich mit den entsprechenden Daten der geringfügigen Störfälle (vgl. Tab. 12) zeigt, dass die hier vorhandene deutlich breitere Datenbasis zu sehr viel gleichmäßigeren Ergebnissen führt. In diesen Daten werden mindestens 26 Ereignisse verarbeitet und das Verhältnis GIS- zu AIS-Rate beträgt 230% (145kV) bzw. 240% (420kV). Diese Verhältnisse entsprechen in etwa dem arithmetischen Mittel der Daten der gravierenden Störfälle, so dass diese Werte als gut zutreffend anzusehen sind. Durch die Einbeziehung der Fehlerrate von [CIG 00] ergeben sich Verhältnisse von GIS- zu AIS-Rate von 190% (145kV) bzw. 160% (420kV), die die Erwartungen besser erfüllen (vgl. Tab. 10).

Wie bereits eingeführt, liegen Cigré-Daten für ein komplettes Feld mit allen Betriebsmitteln nur für den Fall der GIS vor [CIG 00]. Da in [CIG 00] der Anteil des Leistungsschalters an den gravierenden Störfällen ausgewiesen wird (40% für 145kV bzw. 27% für 420kV), kann somit die Fehlerrate kompletter AIS-Felder angenähert werden. Der Vergleich der so ermittelten Feldfehlerrate eines GIS-Feldes zeigt jedoch Abweichungen vom entsprechenden Wert aus [CIG 00], der unter vergleichbaren Randbedingungen ermittelt wurde ( $0,22 / 40\% = 0,55$  im Vergleich zu 1,15). Somit beträgt in der 145kV-Ebene die Abweichung etwa 100%, in 420kV hingegen nur etwa 32%. In [MÜL 77] sind die Verteilungen der Fehlerraten der verschiedenen Komponenten einer AIS verschiedener Quellen zusammengefasst, ohne dass dabei die Spannungsebenen differenziert wurden. Für ein Doppelsammelschienenfeld der Fallstudien der vorliegenden Arbeit ergibt sich ein Anteil von 27% der gravierenden Störfälle der Leistungsschalter am gesamten Schaltfeld. Für alle weiteren Analysen

---

\*: [CIG 94]: GIS: Location indoor, metal enclosed, after 1.1.83

AIS: Location outdoor, non metal enclosed, after 1.1.83

\*\*: [CIG 00]: GIS: Indoor GIS – total population, commissioned after 1.1.85

werden die fett ausgezeichneten Daten aus Tab. 10 von [CIG 00] verwendet, da die Datenbasis soweit möglich den Cigré-Quellen entnommen werden soll.

Tendenziell ist der Fehleranteil des Leistungsschalters in AIS-Feldern kleiner als in entsprechenden GIS-Feldern, da die Zuverlässigkeit des Leistungsschalters in beiden Technologien als gleichwertig angenommen werden kann (Ausnahme: Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen des Aufstellortes), die Zuverlässigkeit der restlichen Komponenten in AIS-Technologie jedoch durch die fehlende Kapselung sowie der Freiluftaufstellung als geringer angesehen werden kann. Es würden sich höhere Fehlerraten der AIS-Felder ergeben. Da diese Daten jedoch nicht vorliegen, wird von einer Veränderung der ermittelten Daten abgesehen.

Der direkte Vergleich der Fehlerraten der gravierenden Störfälle zwischen [CIG 94] und [CIG 00] zeigt einen weiteren Widerspruch auf, der in Tab. 10 jedoch nicht dargestellt ist:

Die für [CIG 94] erhobenen Daten zeigen erwartungsgemäß eine höhere Fehlerrate für die Freiluftleistungsschalter im Vergleich zu den entsprechenden Technologien und Spannungsebenen im Innenraum auf. Das schützende Gebäude verminderte die direkte Einwirkung der Umwelteinflüsse wie Schnee, Wind, Blitzschlag und ähnliches, so dass die Störhäufigkeit im Innenraum geringer ist.

Die für [CIG 00] erhobenen Daten zeigen jedoch entgegengesetzte Resultate: Die Gesamtfehlerrate für Innenraum-GIS über alle Spannungsebenen beträgt 1,18, während der entsprechende Wert für Freiluft- und Hybrid-Installationen lediglich 0,21 beträgt. Da Freiluft-GIS bislang nur in Ausnahmefällen realisiert wurden, ist die Datenbasis dieser Variante sehr klein und deckt somit nur einen kleinen Teil des Marktes ab. Freiluft-GIS wurden nur von Nutzern mit hoher Betriebserfahrung eingesetzt und werden dabei besonders sorgfältig gewartet [CIG 00].

Vor diesem Hintergrund erscheinen beide Effekte der Cigré-Daten jeweils plausibel. Sie zeigen jedoch abermals, wie problematisch die gemeinsame Nutzung von Basisdaten aus unterschiedlichen Quellen ist, selbst beim Einsatz zweiter Basen aus dem gleichen organisatorischen Umfeld. Solange keine einheitlich erarbeitete Datenbasis vorliegt, sind die einzusetzenden Daten sehr sorgfältig auf Konsistenz zu prüfen und die Ergebnisse entsprechend vorsichtig zu verwenden. Eine Untersuchung, die die geplante und ungeplante Instandhaltung von gekapselten und nicht metallgekapselten Anlagen erhebt, ist durch die Cigré-Arbeitsgruppe A3.06 derzeit in Vorbereitung. Die Ergebnisse werden jedoch erst in einigen Jahren vorliegen.

Es ist hervorzuheben, dass die durch Cigré erhobenen Fehlerraten deutlich von den tatsächlichen Erfahrungen der westeuropäischen Anwender und Hersteller abweichen. Die hier üblicherweise ermittelten Fehlerraten liegen zwei- bis vierfach unterhalb der hier diskutierten Cigré-Daten. Die sich ergebenden Kosten der ungeplanten Instandhaltungsmaßnahmen sind entsprechend niedriger. In individuellen Ermittlungen der Life Cycle Cost hat dieser Umstand hinreichend Berücksichtigung zu finden.

Neben der Fehlerrate und den Aufwendungen zur Fehlerbehebung fallen bei einer Störungsbehebung Ersatzteil- und Reisekosten an. Lediglich [CIG 94] macht Angaben zu Kosten von Ersatzteilen, jedoch beziehen sich diese Angaben nur auf den Leistungsschalter und auf geplante Instandhaltungsmaßnahmen. Da Angaben zu Ersatzteilkosten im Rahmen der ungeplanten Instandhaltung nicht erhoben wurden, wird die Annahme getroffen, dass die Kosten denen der geplanten Instandhaltung entsprechen. Tendenziell sind die tatsächlich entstehenden Kosten als höher einzuschätzen.

Sowohl die Ausfallzeiten als auch die Reparaturzeiten sind bei GIS signifikant höher als bei AIS [CIG 00], [ALE 85]. Die längeren Zeiten sind insbesondere durch die komplexere Konstruktion der GIS begründet. Bei GIS sind deutlich aufwendigere Demontage- und Montagearbeiten erforderlich (vgl. Tab. 11).

	145kV		420kV	
	AIS	GIS	AIS	GIS
Reparaturzeit** [Mh/Ereign]		<b>218</b>		<b>233</b>
Verhältnis Reparaturzeit GIS/AIS**		1,8		2,5
Errechnete Reparaturzeit [Mh/Ereign]	<b>121</b>		<b>93</b>	

Tab. 11 Reparaturzeit für gravierende Störfälle<sup>14</sup>

Die geringen Unterschiede zwischen den Reparaturzeiten von 145kV und 420kV entsprechen nicht der Erwartungshaltung, da der Reparaturumfang in der höheren Spannungsebene als aufwendiger eingeschätzt werden kann. Die errechnete Reparaturzeit über das angegebene Verhältnis Reparaturzeit AIS/GIS ergibt für eine AIS in 420kV sogar kleinere Werte als für die entsprechende 145kV-Anlage. Der Vergleich der entsprechenden Werte aus [CIG 00] von Personenstunden [Mh] (218h für 145kV, 233h für 420kV) und Gesamtreparaturdauer (56h für 145kV, 90h für 420kV) zeigt auf, dass bei 145kV-Störungen etwa 4 Personen zur Reparatur eingesetzt werden, während bei 420kV etwa nur 2,5 Personen tätig werden. Von einer Korrektur der ermittelten Daten wird jedoch abgesehen, da die Datenbasis der Erhebung breit genug war (254 Fälle in 145kV und 137 Fälle in 420kV).

Folgekosten, beispielsweise aus Personengefährdungen, bleiben unberücksichtigt. Tendenziell weist die gekapselte Technologie hier geringere Kosten auf, da die Kapselung auf Erdpotenzial zu einer höheren Betriebssicherheit führt.

<sup>14</sup> Datenquelle: \*\*: [CIG 00]

### 5.5.3.2 Geringfügige Störfälle

Neben den in Hochspannungsschaltanlagen sehr selten auftretenden gravierenden Störfällen spielen die geringfügigen Störfälle durch eine deutlich höhere Fehlerrate eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Geringfügige Störfälle sind alle Störungen im laufenden Betrieb, die nicht zu einer unmittelbaren Betriebsunterbrechung führen. Da die anschließende geplante Reparaturmaßnahme ursächlich mit dem geringfügigen Störfall zusammenhängt, werden diese Kosten auch dem Kostenblock der ungeplanten Instandhaltung zugeordnet.

Geringfügige Störfälle können je nach Schadenbild entweder durch das Betriebspersonal des Betreibers selbst instand gesetzt werden oder müssen durch Spezialisten der Hersteller behoben werden. Die Unterscheidung zwischen gravierenden und geringfügigen Störfällen findet sich nur in [CIG 94]. Die Daten aus [CIG 00] beziehen sich ausschließlich auf gravierende Störfälle. Um die Gesamtfehlerrate für alle Komponenten eines GIS- bzw. AIS-Feldes zu ermitteln, wird die Annahme getroffen, dass die Fehlerverteilung auf Leistungsschalter und die restlichen Komponenten eines Feldes bei gravierenden und geringfügigen Störfällen identisch ist. Mit Hilfe dieser Annahme lässt sich wie in Tab. 12 dargestellt aus der Fehlerrate des Leistungsschalters die Fehlerrate der geringfügigen Störfälle eines gesamten Feldes ableiten.

Die durch Anwender und Hersteller in Westeuropa festgestellte Fehlerrate der geringfügigen Störfälle ist analog zu der Fehlerrate der gravierenden Störfälle deutlich geringer als die durch Cigré ermittelten weltweiten Durchschnittswerte. Demzufolge liegen auch die resultierenden Kosten der geringfügigen Störfälle etwa zwei- bis vierfach unter den auf Cigré-Basis ermittelten Ergebnissen.

	145kV		420kV	
	AIS	GIS	AIS	GIS
Fehlerrate, nur LS* [1/100a]	5,04	2,24	10,40	4,28
Anteil LS an Fehlern**	40%		27%	
Fehlerrate Feld kpl. [1/100a]	<b>12,60</b>	<b>5,60</b>	<b>38,52</b>	<b>15,85</b>

Tab. 12 Fehlerrate für geringfügige Störfälle<sup>15</sup>

Die Kosten der geringfügigen Störfälle sind in [CIG 94] nicht dokumentiert. Eine Analyse der Verteilung der Störfälle dient der Ableitung der Kosten je Störfall. Es wird dabei jeweils Bezug genommen auf die erarbeiteten Kosten eines gravierenden Störfalles (vgl. Abschnitt 5.5.3.1). Die Analyse ist nur mit der Struktur der Störungen

<sup>15</sup> Datenquelle: \*: [CIG 94], \*\*: [CIG 00]

des Leistungsschalters möglich, da entsprechende Daten für die anderen Komponenten einer Schaltanlage in [CIG 00] nicht erhoben wurden. Die Verteilung am Leistungsschalter soll als repräsentativ für die gesamte Schaltanlage angesehen werden.

	<b>Metall gekapselt [CIG 94]</b>	<b>Kostenanteil von gravieren- dem Störfall (Annahme)</b>	<b>Nicht Metall gekapselt [CIG 94]</b>
Fehlerentstehung			
mechanisch im geerdeten Antriebssystem	51%	<b>10%</b>	41%
mechanisch in anderen Teilen des Leistungsschalters	11%	<b>50%</b>	10%
elektrisch (Hauptstrombahn)	2%	<b>50%</b>	1%
elektrisch (Hilfsstromkreise)	10%	<b>10%</b>	11%
Dichtigkeit des SF <sub>6</sub> -Systems	26%	<b>30%</b>	37%
<b>Resultierender Kostenanteil</b>	<b>20%</b>	←┐ ┌→	<b>22%</b>

Tab. 13 Verteilung der geringfügigen Störfälle nach [CIG 94]

Die Kosten der geringfügigen Störfälle, die Reparaturarbeiten im Inneren des Gasraumes erwarten lassen, werden mit 50% der Kosten eines typischen gravierenden Störfalles angesetzt. Die Kosten der Störfälle, bei denen mechanische oder elektrische Anbauteile zu erneuern sind, werden mit 10% der Kosten eines gravierenden Störfalles angesetzt. Die auf SF<sub>6</sub>-Undichtigkeiten basierenden Störfälle werden mit 30% angesetzt, da einige dieser Störfälle Demontage- und Gasarbeiten (und damit Freischaltungen) erforderlich machen, andere SF<sub>6</sub>-Undichtigkeiten jedoch ohne Öffnen der Gasräume behoben werden können.

Die durch einen geringfügigen Störfall verursachten Kosten werden somit mit 20% der Kosten eines gravierenden Störfalles für die gekapselten Anlagentypen und mit 22% für die nicht gekapselten Typen festgesetzt.

Der Einfluss der Kosten aus geringfügigen Störfällen wird in den Abb. 15 und Abb. 16 dargestellt. Die Differenz der Life Cycle Cost zwischen der Fehlerrate der Basisfälle (100%) und 0% geringfügiger Störfälle entspricht dem prozentualen Kostenanteil der geringfügigen Störfälle an den Life Cycle Cost.

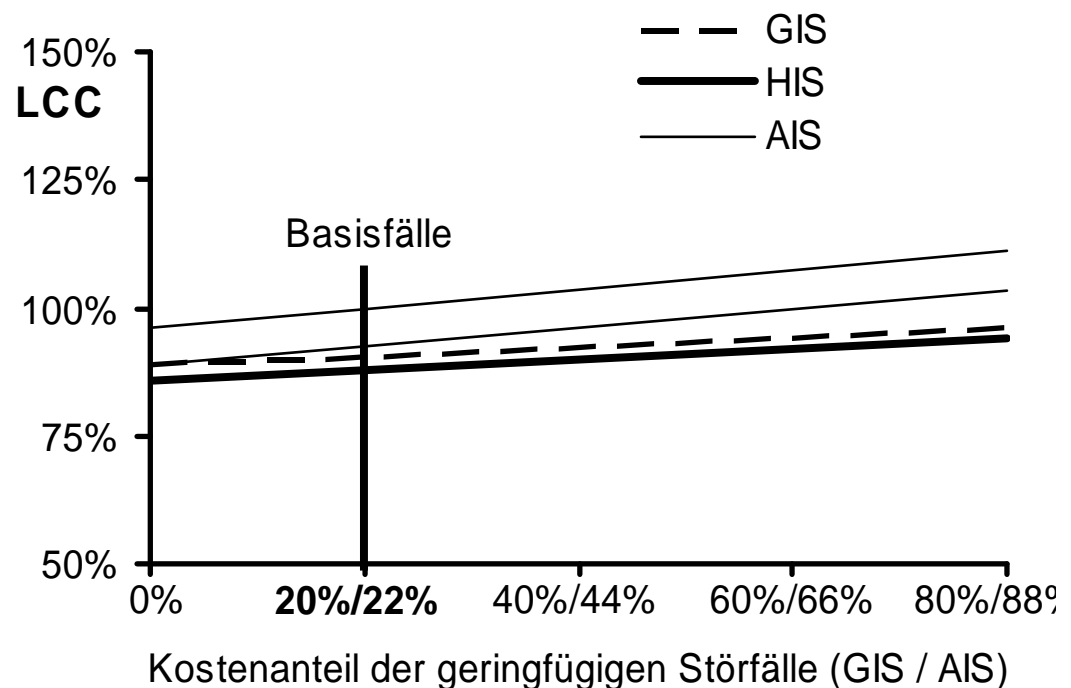


Abb. 15 Variation des Kostenanteils der geringfügigen Störfälle bezogen auf die Kosten eines gravierenden Störfalls (145kV-Musteranlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern)

In der in Abb. 15 dargestellten Fallstudie in 145kV beträgt der Einfluss der geringfügigen Störfälle bei AIS etwa 4%, während bei den gekapselten Technologien ein Einfluss von etwa 2% zu verzeichnen ist. Analog zum Einfluss der variierten Fehlerrate auf die Life Cycle Cost der betrachteten Anlagen ist der Einfluss veränderter Kostenätze der geringfügigen Störfälle. Die in Abb. 16 dargestellten 420kV-Musteranlagen haben einen geringeren Einfluss auf die Life Cycle Cost. Hier beträgt der Kostenanteil für alle Anlagenkonzeptionen um 1%. Analog zum Einfluss der Kosten aus den gravierenden Störfällen wirkt sich hier aus, dass die Fehlerrate der 420kV-Anlagen im Vergleich zu den 145kV-Anlagen etwa doppelt so hoch ist, während die Investitionskosten als maßgeblicher Kostenbestandteil etwa den vierfachen Wert im Vergleich zur 145kV-Ebene aufweisen.

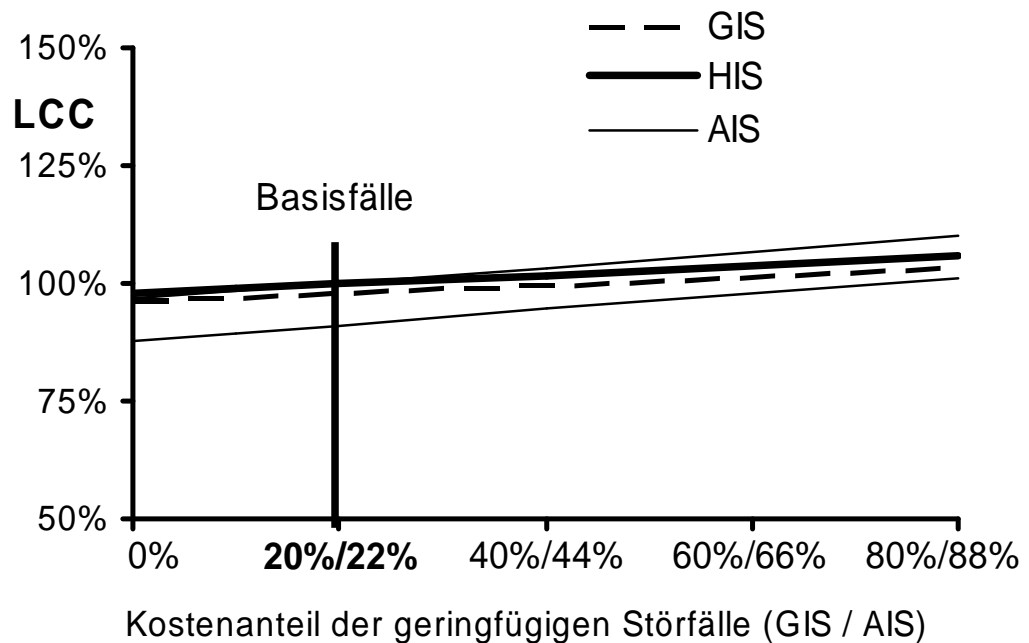


Abb. 16 Variation des Kostenanteils der geringfügigen Störfälle bezogen auf die Kosten eines gravierenden Störfalls (420kV-Doppelsammelschienen-Musteranlage)

### 5.5.3.3 Besonderheiten der HIS-Konzeption

Die Zuverlässigkeitsdaten der GIS- und AIS-Daten lassen sich direkt aus den entsprechenden Datenquellen (vor allem [CIG 94] und [CIG 00]) ableiten, da diese Technologien vor ausreichend langer Zeit in den Markt eingeführt wurden und die Datenbasis daher ausreichend ist. Im Rahmen dieser Untersuchung werden die Werte der GIS aus Daten der Klassifizierung „Indoor and metal enclosed“ und die der AIS aus „Outdoor and non metal enclosed“ abgeleitet [CIG 94].

Wenn für die Bewertung der Zuverlässigkeit neuerer Technologien oder Konzeptionen keine ausreichend gesicherten Daten verfügbar sind, müssen diese aus den vorhandenen abgeleitet werden (vgl. Abschnitt 5.5.1). HIS basiert auf der gleichen Technologie und den gleichen Komponenten wie GIS, jedoch ist HIS adaptiert an die Anforderungen des direkten Einsatzes als Freiluftanlage (vgl. Abschnitt 5.1). Insofern können die Daten der Investitions- und der Betriebskosten von den GIS-Kosten abgeleitet werden.

Durch die direkte Freiluft-Einwirkung ist von einer höheren Beanspruchung auf die HIS-Komponenten auszugehen. Diese vermutete höhere Beanspruchung wird durch ein „Freiluft-Korrektiv“ wiedergegeben. Die Auswertung der Daten aus [CIG 94] sowie [CIG 00] bringt jedoch unerwartete Ergebnisse: Die Zuverlässigkeit der in



Freiluft aufgestellten GIS sowie gekapselten Leistungsschaltern ist durchweg höher als der im Innenraum installierten (vgl. Tab. 14 und Tab. 15). In Tab. 14 ist zu erkennen, dass die nicht metallgekapselten Leistungsschalter dieser Tendenz nicht folgen und in Freiluft eine nahezu sechsfach geringere Zuverlässigkeit aufweisen.

[Fehlerrate je 100 LS-Jahre]	Innenraum	Freiluft	Verhältnis
<b>Metallgekapselt</b>	0,92	0,41	<b>45%</b>
<b>Nicht metallgekapselt</b>	0,53	3,00	<b>566%</b>

Tab. 14 Einfluss des Aufstellortes auf die Fehlerrate von Leistungsschaltern gem. [CIG 94]

Der in Tab. 15 dargestellte Vergleich von GIS [CIG 00] wurde ohne die Population der in Japan installierten Anlagen ausgewertet, da die in Japan aufgestellten GIS mit den nach IEC-Standards errichteten Anlagen nur schwer vergleichbar sind. Es ergeben sich bei Berücksichtigung der japanischen Anlagen andere Fehlerverteilungen und andere Zuverlässigkeitsdaten, die noch stärkere Vorteile in der Zuverlässigkeit für die in Freiluft aufgestellten GIS aufzeigen.

[Fehlerrate je 100 Feldjahre]	Innenraum	Freiluft	Verhältnis
<b>100..200kV</b>	1,96	0,23	<b>12%</b>
<b>300..500kV</b>	3,08	2,36	<b>77%</b>
<b>Alle Spannungsebenen</b>	1,89	1,08	<b>57%</b>

Tab. 15 Einfluss des Aufstellortes auf die Fehlerrate von GIS gem. [CIG 00]<sup>16</sup>

Gemäß [CIG 00] sprechen folgende Gründe für die höhere Zuverlässigkeit der in Freiluft aufgestellten gekapselten Anlagen:

- Die geringe Anzahl der Freiluft-GIS ist in Ländern errichtet, die als sehr erfahren im Umgang mit Hochspannungsschalttechnik gelten. Sie setzen zudem überwiegend Produkte etablierter westeuropäischer Hersteller ein, die eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen (vgl. Abschnitt 5.5.3.1).
- Hersteller und Betreiber schenken der in Freiluft aufgestellten GIS höhere Aufmerksamkeit.

<sup>16</sup> Es wird die gesamte Population ohne Japan ausgewertet. Eine Beschränkung der Auswertung auf Anlagen, die nach dem 1.1.1985 in Betrieb gesetzt wurden, führt zu noch niedrigeren Fehlerraten der in Freiluft aufgestellten Anlagen, da in diesem Bereich lediglich in zwei von sechs analysierten Spannungsebenen gravierende Störfälle verzeichnet wurden. Der Anteil der in Freiluft aufgestellten Schaltfelder beträgt 15% der Gesamtpopulation.

- Die aktiven Teile werden nicht von Umgebungsbedingungen beeinflusst.

Es lassen sich somit keine systematisch schlechteren Ergebnisse in Freiluft aufgestellter gekapselter Anlagen ableiten.

Um in der in dieser Arbeit verfolgten vergleichenden Analyse die direkte Gegenüberstellung von GIS und HIS durchzuführen, wird postuliert, dass die direkte Exposition in Freiluft eine die Zuverlässigkeit schmälernde Wirkung ausübt. Diese Hypothese lässt sich leider nicht mit Daten aus [CIG 94] oder [CIG 00] untermauern, da [CIG 94] die fehlerverursachende Baugruppe nicht in Beziehung zum Aufstellort ausweist und in [CIG 00] die Daten der Aufstellung nur unter Berücksichtigung der japanischen Anlagen ausgewiesen wird und die Ergebnisse dadurch stark beeinflusst werden. 86% der Betriebserfahrungen (gemessen in Feldbetriebsjahren) der in Freiluft aufgestellten GIS nach [CG 00] stammen aus Japan. Die technische Ausführung der in Japan errichteten Anlagen entspricht nicht den Anforderungen der weltweit überwiegend geltenden IEC. Anlagen nach japanischem Standard sind im Vergleich zu IEC-Anlagen „großzügiger“ dimensioniert.

Ein Vergleich der Fehlerverteilungen in Abhängigkeit vom Aufstellort ist in Abb. 17 dargestellt. Die Veränderung der Fehlerverteilung gem. [CIG 00] kann nicht zur Erhärtung der Abschätzung des Freiluftkorrektivs herangezogen werden, da die beiden Fehlerarten, die gemäß [CIG 00] in Freiluftaufstellung am stärksten ansteigen („Unterbrechereinheit“ und „andere Hauptkontakte“), nicht durch die veränderte Aufstellart beeinflusst werden. Die ausgewiesenen Unterschiede der Fehlerverteilung gemäß [CIG 00] sind nicht durch den Aufstellort, sondern durch eine andere Produkttechnologie und weitere veränderte Randbedingungen verursacht. Die Unterschiede von GIS und HIS können mit diesen Daten nicht erläutert werden, denn beide basieren auf der gleichen Technologie. Da sich zudem die „Unterbrechereinheit“ und die „anderen Hauptkontakte“ vollständig im gekapselten SF<sub>6</sub>-Gasraum befinden, ist eine Erhöhung der Fehlerrate durch die Aufstellung in Freiluft nicht plausibel.

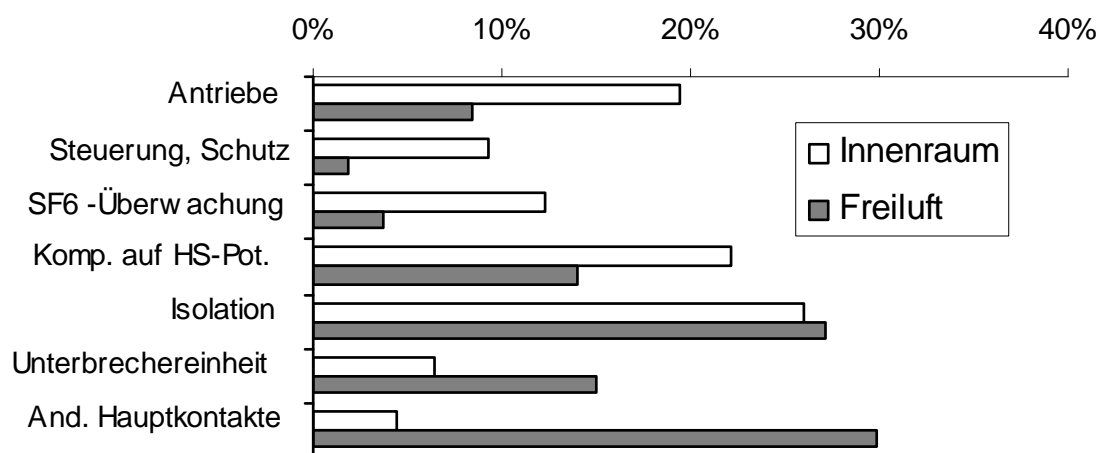


Abb. 17 Vergleich der Fehlerverteilungen von Innenraum- und Freiluft-GIS gem. [CIG 00]

Es erscheint erforderlich, auf Basis der Verteilung der gravierenden Störfälle eine Abschätzung der Veränderung der Fehlerschwerpunkte zu abzuleiten. Durch die Aufstellung der gekapselten Anlagen in Freiluft werden vor allem die beweglichen Komponenten der Antriebe sowie direkt exponierte Dichtungsstellen und Überwachungseinrichtungen durch Witterungseinflüsse stärker beansprucht. Es wird angenommen, dass diese erhöhte Beanspruchung in den betroffenen Fehlerschwerpunkten zu einer Erhöhung der Fehlerrate um 30% führt. Der Wert von 30% wurde gewählt, um eine relevante Steigerung der Fehlerrate der betroffenen Baugruppen darzustellen, ohne jedoch signifikant von der ermittelten Datenbasis abzuweichen – die verwendeten Komponenten sind bis auf die Ertüchtigung auf Freilufttauglichkeit identisch.

Unter Berücksichtigung der Fehlerverteilung gemäß [CIG 00] ergibt sich bezogen auf das gesamte Fehlerverhalten ein postulierter Einfluss von etwa 10% (vgl. Tab. 16).

<b>Fehlerverhalten</b>		<b>Anteil [CIG 00]</b>	<b>Postulierte Beeinflussung durch Freiluftaufstellung</b>
mecha- nisch	Antriebe (Motor, Pumpen, Energiespeicher)	23%	<b>30%</b>
	Steuerung, Schutz und Hilfsspannungskomponenten	12%	
	SF6-Gas (Undichtigkeiten, Dichteüberwachung)	9%	<b>30%</b>
elektrisch	Komponente auf Hochspannungspotenzial	16%	
	Isolation gegen Hochspannung (Feststoff, Gas)	24%	
	Unterbrechereinheit	8%	
Unbekannt oder andere		8%	
<b>Freiluft-Korrektiv (gewichtetes Mittel)</b>			<b>10%</b>

Tab. 16 Fehlerverteilung gem. Cigré [CIG 00] und deren mögliche Beeinflussung durch die Aufstellung gekapselter Technologie in Freiluft

In Abb. 18 ist die Auswirkung des Freiluft-Korrektivs auf die Erhöhung der Betriebskosten zu erkennen (für das Beispiel der 145kV-Doppelsammelschieneanlage). Der Einfluss des Korrektivs auf die Betriebskosten ist überproportional, da frühere Instandhaltungsaktivitäten durch kürzere Intervalle in einem diskontierten Berechnungsverfahren zu höheren Barwerten und somit zu überproportional höheren Life Cycle Cost führen.

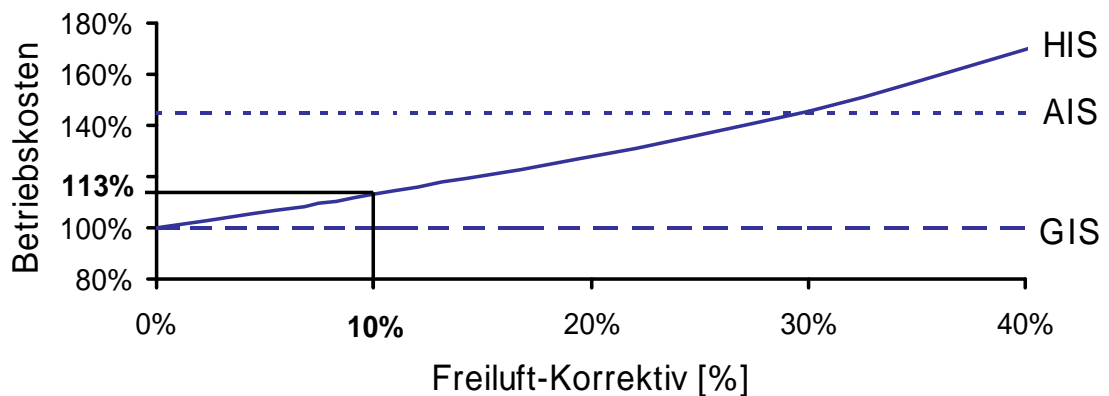


Abb. 18 Einfluss des Freiluft-Korrektivs auf die Betriebskosten  
(Beispiel: 145kV-Doppelsammelschieneanlage)

#### 5.5.3.4 Unterbrechungen der Energieübertragung

Ein kleiner Anteil der gravierenden Störfälle führt zu einer Unterbrechung der Energieübertragung. Die dadurch entstehenden Kosten sind nur mit hoher Ungenauigkeit abschätzbar, da sie sowohl in der Wahrscheinlichkeit des Auftretens als auch in deren Höhe sehr stark schwanken. In Abhängigkeit von Ausgestaltung der Anlage und des Netzes können Störfälle, die zu einer Unterbrechung der Energieversorgung führen, keine oder sehr gravierende Auswirkungen haben. Es macht einen starken Unterschied, ob die Schaltanlage der Einspeisung der Energie eines Kernkraftwerkes dient oder in einem stark vermaschten Netz Energie weiterverteilt. Insbesondere in den Industrienationen sind die Netze zur Energieübertragung nach dem (n-1)-Kriterium ausgelegt, so dass bei Ausfall eines Betriebsmittels die Betriebssicherheit des Netzes nicht gefährdet ist [HAS 81]. Im Falle einer Unterbrechung der Energieübertragung in einer Schaltanlage beispielsweise muss die Aufgabe des ausgefallenen Betriebsmittels durch andere übernommen werden können, ohne dass es zu weiteren Konsequenzen kommt. Die immer höhere Auslastung der Netzkapazitäten, Verletzung des (n-1)-Kriteriums oder Fehleinschätzungen bei Störungen können jedoch in einem Störfall dazu führen, dass es durch die zusätzliche Energie zu einer Überlastung der eigentlich noch betriebstüchtigen Schaltanlage kommen kann. Es kann in der Folge zu einer Kettenreaktion kommen. In schlechter entwickelten Regionen kann es zudem auch ohne derartige Kettenreaktionen zu gravierenden Auswirkungen kommen, wenn die Redundanz des Netzes weniger ausgeprägt ist.

Die Höhe der Unterbrechungskosten ist im Wesentlichen vom gewählten Betrachtungsumfang abhängig, die Kosten der Unterbrechung können weit über die eigentlichen Reparaturkosten des Systems hinausgehen. Es können zum Beispiel folgende Kosten entstehen:

- Reparaturkosten an der Schaltanlage  
(durch Kosten des gravierenden Störfalles bereits abgedeckt);
- Schäden an weiteren Geräten / Gewerken;
- entgangener Ertrag aus nicht gelieferter Energie;
- Pönalen, Vertragsstrafen;
- Haftungskosten;
- Kosten für kurzfristig zu beschaffende Energie.

Die Quantifizierung dieses Schadens kann auf vielerlei Weise erfolgen. Zunächst ist die nicht übertragene Energie zu bewerten (z. B. in MWh/a) und die daraus resultierenden Kosten zu ermitteln [GON 91]. Diese Kosten stehen sehr eng mit dem Preis für die üblicherweise zur Verfügung gestellte Energie im Zusammenhang (z. B. in €/kWh). Im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchungen sollen folgende zwei Kostenbestandteile der Unterbrechungskosten berücksichtigt werden:

- entgangener Gewinn aus der Energieübertragung,
- optional zusätzliche Pönale.

Diese Parameter sind individuell zu ermitteln und in die Gleichung zur Ermittlung der Unterbrechungskosten  $K_U$  [€] einzusetzen:

$$K_U = (U_r \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot K_{KW} + K_P) \cdot d$$

$U_r$ : Bemessungsspannung [kV]

$I$ : Durchschnittlich übertragener Strom (alle Systeme) [A]

$K_{KW}$ : entgangener Ertrag je KWh [€/KWh]

$K_P$ : Vertragsstrafe bzw. Pönale je Stunde [€/h]

$d$ : Dauer der Unterbrechung

Mit Hilfe dieser Beziehung lassen sich die Kosten der einzelnen Unterbrechungen ermitteln. Es ist zudem erforderlich, die Häufigkeit und die Dauer der Unterbrechungen abzuschätzen. [CIG 94] und [CIG 00] machen keine direkten Angaben zu Unterbrechungen der Energieversorgung und deren Auswirkungen. Es ist daher erforderlich, diese Daten durch Ableitungen zu ermitteln und anschließend auf Plausibilität zu prüfen. Die aus [CIG 00] abgeleiteten Angaben werden in Abb. 19 mit den entsprechenden Daten der VDEW- / VDN-Statistik verglichen.

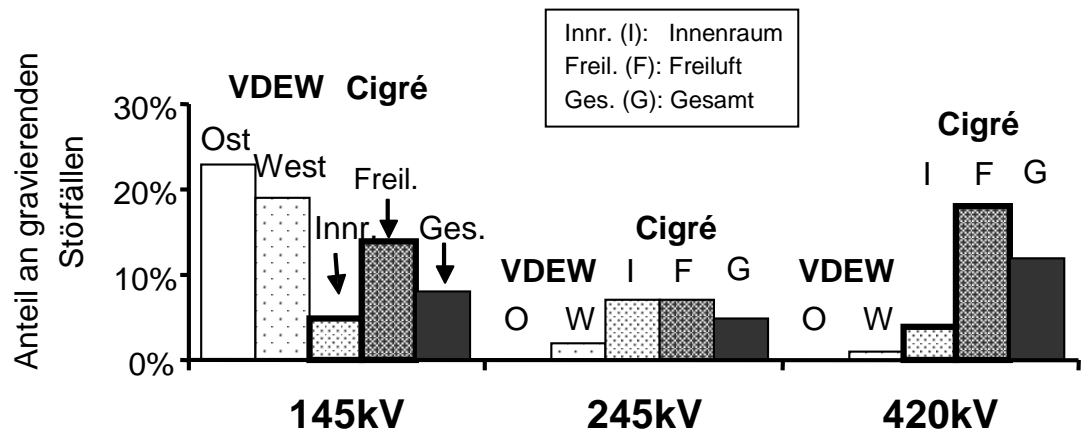


Abb. 19 Anteil der Versorgungsunterbrechungen im Falle von Störungen in der Schaltanlage [CIG 00], [VDEW 02]<sup>17, 18</sup>

Eine der VDEW ähnliche Verteilung ergibt sich bei Auswertung des österreichischen Netzes, wenn auch der Anteil der Versorgungsunterbrechungen in der 420kV-Ebene mit etwa 3% höher liegt [FIC 03]. Während sich in der Spannungsebene 245kV eine gute Übereinstimmung zwischen VDEW- und Cigré-Daten zeigt, sind die Störungen mit einer Unterbrechung der Energieversorgung in der 110kV- bzw. 145kV-Ebene bei VDEW tendenziell höher. In der Spannungsebene 420kV ergibt sich das entgegengesetzte Bild. Eine mögliche Ursache liegt in der zuvor angedeuteten Netzkonzepktion. In 420kV sind die Netze in Deutschland (Daten der VDEW) derart ausgelegt, dass es auch bei gravierenden Störfällen nicht zu einer Unterbrechung der Energieversorgung führt, während dies in den unteren Hochspannungsebenen weniger der Fall ist. Die Netzstrukturen wurden bei der Ermittlung des Anteils der Versorgungsunterbrechungen jedoch nicht berücksichtigt.

Diese Beobachtung zeigt, dass gerade die Bewertung von Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen unbedingt unter Berücksichtigung regionaler und individueller Daten erfolgen muss. Die hier erarbeiteten Ergebnisse zu diesem Komplex sind als Darlegung der Methodik zu verstehen. Zur Bewertung der Auswirkungen

<sup>17</sup> [VDEW 02]: Die Auswertung bildet das sechsjährige arithmetische Mittel der Störungen der Jahre 1994-1999. Berücksichtigt werden dabei nur Störungen, die sich in der Betrachtungseinheit Schaltanlage auswirken. Die Störungsstatistik unterscheidet nach wie vor zwischen den Störungen in den Netzen der neuen („Ost“) und der alten („West“) Bundesländer, da Netzstruktur und Ausstattung noch nicht angeglichen sind.

<sup>18</sup> [CIG 00]: Eine Unterbrechung der Energieversorgung wird bei der Klassifizierung „Whole GIS out of service“ der Auswertung „Immediate consequences of the failure“ angenommen. Die enthaltenen Mehrfachnennungen wurden kompensiert.

wird abschließend die Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung je Ereignis benötigt. Es werden die Reparaturzeiten aus [CIG 00] als Ausfallzeiten angenommen. In vielen Fällen kann die Energieübertragung vor Abschluss der Reparaturarbeiten hergestellt werden. Tab. 17 zeigt eine Zusammenfassung der relevanten Daten.

Es zeigt sich, dass die getroffenen Annahmen zu hohen Verfügbarkeiten führen. Eine Verfügbarkeit von 99,9993% für 145kV bzw. etwa 99,9990% für 420kV sind der hohen Zuverlässigkeit von Hochspannungsschaltanlagen entsprechende Werte. Auch die Ausfallzeiten von etwa 30 min/a für die 145kV-GIS-Anlage mit 3 Feldern bis 40 min/a für die 420kV-GIS-Anlage mit 5 Feldern entsprechen den Erwartungen.

	145kV		420kV	
	AIS	GIS	AIS	GIS
Fehlerrate pro Feld [1/100a]	2,23	1,15	6,00	3,69
Anteil der Störfälle mit Energieunterbrechung** [%]	14%	5%	18%	4%
Fehlerrate mit Ausfall der Energieübertragung [1/100a]	0,31	0,06	1,08	0,15
Reparaturzeit** [h]		<b>56</b>		<b>90</b>
Verhältnis GIS/AIS-Reparaturzeit**		1,8		2,5
Errechnete Reparaturzeit [h]	<b>31</b>		<b>36</b>	
Nicht-Verfügbarkeit je Feld [min/a]	5,8	1,9	23,3	8,0
Verfügbarkeit je Feld [%]	99,9989	99,9996	99,9956	99,9985
Nicht gelieferte Energie [MWh/a]	60	20	874	300

Tab. 17 Daten der Unterbrechung der Energieübertragung<sup>19</sup>

Für die Ermittlung der Unterbrechungszeiten wurden die beschriebenen Annahmen verwendet. Nachfolgend wird die Unterbrechungszeit variiert, um den Einfluss dieser Kostenart an den Life Cycle Cost aufzuzeigen. Es wird ein Beispiel mit geringen Auswirkungen der Unterbrechung der Energieübertragung (145kV-Musteranlage, Abb. 20) sowie ein Beispiel mit größerer Auswirkung der Unterbrechung (420kV-Musteranlage, Abb. 21) dargestellt. In den Auswertungen ist abermals die Spannweite der Variation der AIS-Systemkosten zu erkennen.

<sup>19</sup> Datenquelle: \*\*: [CIG 00], Ermittlung der Fehlerrate vgl. Tab. 10

Die Unterbrechungszeit wird ausgehend vom ermittelten Wert (100%, siehe Tab. 17) auf Null reduziert, um die Kostenwirkung der Unterbrechung der Energieversorgung aufzuzeigen. Weiterhin wurde die Unterbrechungszeit bis zum vierfachen Wert der ermittelten Unterbrechungszeit variiert. Im 145kV-Fallbeispiel (siehe Abb. 20) beträgt der Einfluss der Unterbrechungskosten je nach Technologie nur etwa 3-5% der Life Cycle Cost. Der Einfluss ist in den AIS-Anlagen am höchsten, da deren Verfügbarkeit den geringsten Wert aufweist. Die Nicht-Verfügbarkeit der AIS weist etwa den dreifachen Wert im Vergleich zu den gekapselten Anlagen auf. Eine Verdreifachung der Unterbrechungszeit bei GIS oder HIS resultiert somit in etwa gleichen Life Cycle Cost wie in der AIS\*-Variante, da Ausgangskosten dieser Technologien ohne Berücksichtigung der Unterbrechungskosten etwa die gleiche Höhe aufweisen. Die Steigung der Geraden der HIS ist größer als die der GIS, da im Anteil der Störfälle das Freiluft-Korrektiv in Höhe von 10% berücksichtigt wurde.

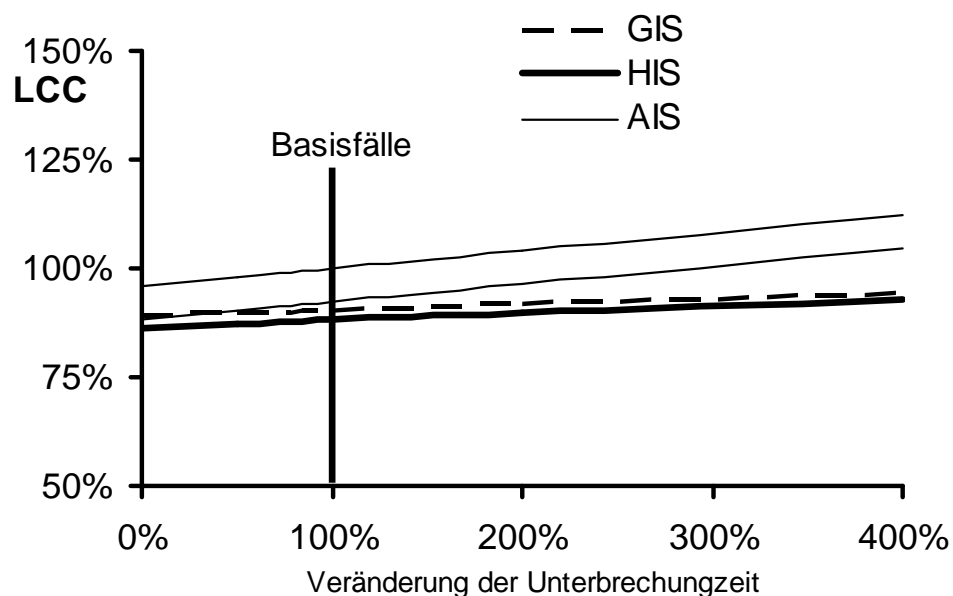


Abb. 20 Variation der Unterbrechungszeit der 145kV-Musteranlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern

Die in Abb. 21 wiedergegebenen 420kV-Fallstudien unterliegen einem wesentlich stärkeren Einfluss der Kosten aus der Unterbrechung der Energieversorgung. Dies hat mehrere Ursachen: Die übertragene Energiemenge ist größer, die Fehlerrate ist höher und die Reparaturzeit ist länger. Diese Faktoren resultieren in einer deutlich größeren Steigung der Graphen. Der Einfluss der Unterbrechung der Energieversorgung liegt bei den AIS-Fallstudien etwa bei 15% der Life Cycle Cost sowie bei GIS und HIS etwa bei 5%. Es ist zu erkennen, dass beide Varianten der AIS-Musteranlagen ohne Berücksichtigung der Kosten aus der Unterbrechung der Energiever-



sorgung deutlich günstiger sind als die gekapselten Technologien. Dieser Effekt kehrt sich bei steigender Unterbrechungszeit um. Die Nicht-Verfügbarkeit ist unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen auch in den 420kV-Fallstudien bei AIS etwa dreifach höher als bei GIS und HIS.

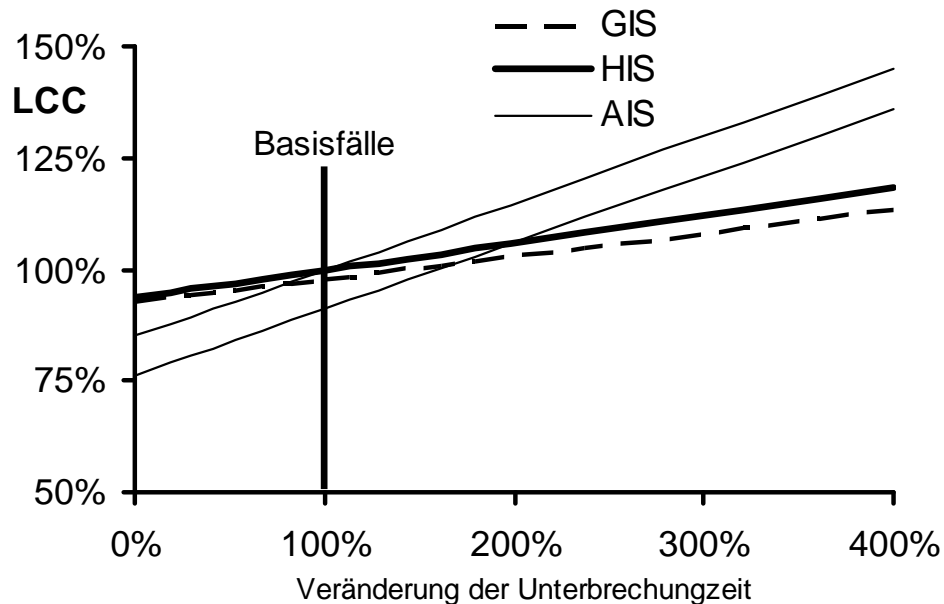


Abb. 21 Variation der Unterbrechungszeit der 420kV-Doppelsammelschienen-Musteranlage

#### 5.5.4 Instandhaltung des Anlagenumfeldes

Obwohl der Schwerpunkt dieser Untersuchung auf den Life Cycle Cost des Systemanteils liegt, können die Betriebskosten des Anlagenumfeldes nicht vernachlässigt werden. Insbesondere die im Vergleich unterschiedlicher Technologien differierenden Kostenbestandteile müssen betrachtet werden (vgl. Festlegung des Betrachtungsumfanges in Abschnitt 5.2.3). Für das Anlagenumfeld werden ausschließlich die Aufwendungen der geplanten Instandhaltungsmaßnahmen in Ansatz gebracht. Reine Betriebskosten und ungeplante Instandhaltungskosten werden nicht berücksichtigt. Diese Einschränkungen wurden vor allem vor dem Hintergrund der Fokussierung auf die unterschiedlichen Technologien der Hochspannungsschaltanlagen getroffen. Je größer der Anteil der durch die Anlagentechnologie nicht beeinflussten Kosten ist, desto ungenauer werden die Auswirkungen der spezifischen Eigenschaften der Technologien dargestellt.

Die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Unterhaltskosten umfassen die Kosten zum Betrieb der nicht direkt zur Schaltanlage gehörenden, jedoch zum Betrieb unmittelbar erforderlichen Einrichtungen, wie

- Instandhaltungskosten (Bauerhaltungskosten gem. [DIN 18960]<sup>20</sup>) des GIS-Gebäudes (für GIS-Innenraumanlagen),
- Instandhaltungskosten des Schaltwartengebäudes bzw. Gebäudes für Schutz und Steuerung (für AIS und HIS),
- Pflege der Außenanlagen (Rasenflächen, Kabelkanäle, Sichtkontrollen).

Die Besitzkosten sind in der Regel vom Grundfaktor Fläche abhängig. Bis auf die Wartungs- und Inspektionskosten der Verkehrs- und Grünflächen hängen die Kosten von der Grundfläche der Anlagengebäude ab [SUB 85]. Die Verkehrs- und Grünflächenwartung hingegen hängt von der Gesamtfläche der Schaltanlage abzüglich des Anlagengebäudes ab. Die angesetzten Kosten des Anlagenumfeldes sind im Anhang dokumentiert.

Nicht betrachtet werden die sonstigen gewöhnlichen Kosten der Betriebsführung, wie:

- Löhne/Gehälter des Wartenpersonals
- Mieten/Pachten
- Hilfs- und Betriebsstoffe für die Anlagenführung
- Substanzsteuern, Ertragssteuern, Versicherungen, Konzessionsabgaben
- sonstiger Eigenbedarf der Anlage

Diese Kosten sind systemimmanent und treten für alle hier verglichenen Arten von Hochspannungsschaltanlagen in vergleichbarer Größenordnung auf.

### 5.5.5 Lebensdauer

Für die Bestimmung der Life Cycle Cost einer Anlage ist es erforderlich, die Dauer des Auflaufs der Betriebskosten zu ermitteln. Dieser Zeitraum zwischen Errichtung und Stilllegung der Anlage wird als Lebensdauer bezeichnet. Im Wesentlichen sind die wirtschaftliche und die technische Lebensdauer zu unterscheiden [SUB 85], [SEC 01]. Die wirtschaftliche Lebensdauer (auch Nutzungsdauer) beschreibt die unter Kostengesichtspunkten optimierte Lebensdauer, es wird das Minimum aus den Gesamtkosten erreicht.

Die technische Lebensdauer beschreibt den Zeitraum bis zum Anstieg der Alterungsausfälle (s. Abschnitt 4.3.1). Die technische Lebensdauer einer Anlage kann durch den revolvierenden Ersatz einzelner Betriebsmittel nahezu beliebig verlängert wer-

---

<sup>20</sup> DIN 18960 definiert die Bauunterhaltungskosten als die „Gesamtheit der Maßnahmen zur Bewahrung und Herstellung des Sollzustandes von Gebäuden und dazugehörigen Anlagen, jedoch ohne Reinigung und Pflege der Verkehrs- und Grünflächen ... und ohne Wartung und Inspektion der haus- und betriebs-technischen Anlagen ...“

den. Allerdings ist dieses bei integrierten Anlagen wie GIS nur aufwendig zu realisieren. Insofern können durch die Auswertung der Fehlerrate in Abhängigkeit vom Alter der Anlage Hinweise für die technische Lebensdauer ermittelt werden. In Abb. 22 ist eine derartige Auswertung aus den Daten aus [CIG 00] dargestellt. Die technische Lebensdauer der installierten gasisolierten Schaltanlagen scheint noch nicht erreicht. Die in Abhängigkeit zum Alter der Anlage aufgetragenen Störungshäufigkeiten ergeben keinen Anlass zur Vermutung, dass die Phase der Abnutzungsausfälle bereits eingetreten ist.

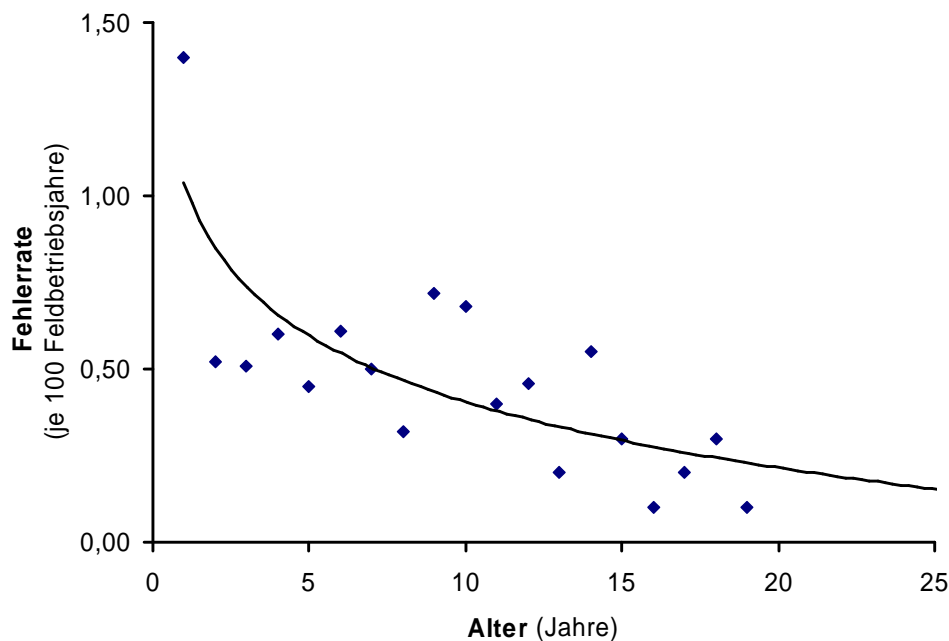


Abb. 22 Abhängigkeit der Fehlerrate gravierender Störfälle von GIS-Anlagen von deren Alter (72,5kV – 800kV, [CIG 00])

Die technische Nutzungsdauer ist größer oder gleich der wirtschaftlichen. Die Berechnung der optimalen Nutzungsdauer von Investitionsobjekten orientiert sich an der Maximierung des Kapitalwertes des Objektes und steht insofern im Mittelpunkt der Betrachtung der Life Cycle Cost-Analysen. Es ist somit erforderlich, für die Analyse der Fallstudien eine typische (wirtschaftliche) Lebensdauer der eingesetzten Komponenten zu ermitteln. In [CIG 00] wurden die Betreiber von gekapselten Schaltanlagen nach der erwarteten Lebensdauer befragt. Die Angaben wurden in vier verschiedenen Bereichen der erwarteten Lebensdauer zusammengefasst: < 30 Jahre, 40 Jahre, 50 Jahre, >50 Jahre. Die ermittelten Daten sind in Tab. 18 wiedergegeben.

Inbetriebnahme nach 1985	30 Jahre	40 Jahre	50 Jahre	55 Jahre	Mittel [Jahre]
<b>Innenraum GIS</b>					<b>41</b>
Anzahl Antworten	14	31	15	10	42
Feldbetriebsjahre	34.219	12.223	9.859	11.448	39
<b>Freiluft GIS</b>					<b>37</b>
Anzahl Antworten	6	8	3	3	41
Feldbetriebsjahre	29.373	1.494	868	2.602	33

Tab. 18 Ergebnisse der Schätzungen zur erwarteten Lebensdauer von GIS in [CIG 00]

Im Mittel ergibt sich eine erwartete Lebensdauer von 41 Jahren für im Innenraum aufgestellte GIS. Der ermittelte Durchschnittswert der in Freiluft aufgestellten Anlagen liegt etwa 9% unterhalb dessen für im Innenraum aufgestellte Schaltanlagen. Dieser Wert ist im Vergleich mit den Analysen zu Ermittlung des Freiluft-Korrektives (s. Abschnitt 5.5.3.3) als plausibel anzusehen, das auf 10% festgelegt wurde. Für GIS wird somit eine erwartete Lebensdauer von 41 Jahren und für HIS eine Lebensdauer von 37 Jahren angesetzt. Leider sind in [CIG 94] keine entsprechenden Daten zur erwarteten Lebensdauer der Freiluft-Leistungsschalter angegeben.

Eine Analyse zur erwarteten Lebensdauer unterschiedlicher Komponenten der Hochspannungstechnik ist in [STR 97] zu finden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abb. 23 dargestellt. Ein Vergleich der Mittelwerte der ermittelten Daten ergibt, dass die erwartete Lebensdauer der AIS-Leistungsschalter bei 65% der erwarteten Lebensdauer der GIS liegt, während AIS-Messwandler bei 80% der Lebensdauer der GIS liegen. Es lässt sich somit eine erwartete Lebensdauer für AIS-Leistungsschalter (eine gleiche Lebensdauer wird für alle weiteren aktiven Komponenten angesetzt) von 26 Jahren ableiten. Für die AIS-Messwandler sowie alle weiteren passiven Komponenten ist demnach von einer Lebensdauer von 32 Jahren auszugehen.

	AIS		HIS	GIS	Steuerungs- technik
	aktive Komp.	Meß- wandler			
Lebensdauer [Jahre]	26	32	37	41	25

Tab. 19 Ermittelte Lebensdauer je untersuchter Anlagentechnologie

Unter der Voraussetzung, dass die hier betrachteten Musteranlagen mit konventionellen Steuerungselementen ausgerüstet sind, erscheint es gerechtfertigt, die in Abb. 23 dargestellte Lebensdauer der Komponenten der Sekundärtechnik an das obere Ende der Bandbreite der Position „Informationstechnologie“ zu legen. Bei einem angenommenen Einsatz von digitaler Steuerungstechnik ist dieser Wert auf einen entsprechend reduzierten (etwa 15-20 Jahre) anzupassen.

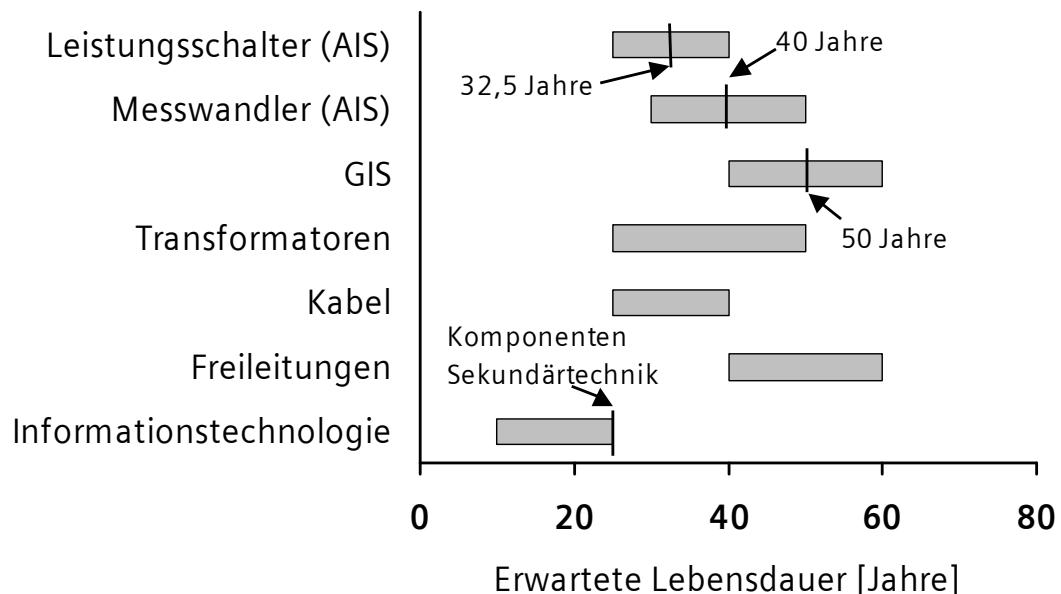


Abb. 23 Lebensdauerbereiche verschiedener Komponenten einer Hochspannungsschaltanlage [STR 97], darin gekennzeichnet die mittlere bzw. ausgewählte Lebensdauer

Die Aufteilung der Lebensdauern berücksichtigt, dass die Komponenten der gekapselten Anlagen nur sehr aufwendig einzeln erneuert werden können. Im Regelfall wird im Falle einer Erneuerung die gesamte Anlage erneuert. Die separaten Komponenten der AIS erlauben eine stärker differenzierte Vorgehensweise und somit die partielle Erneuerung der Anlage.

In Abb. 24 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der Variation der Lebensdauer wiedergegeben. Die aus der Analyse von [CIG 00] sowie [STR 97] abgeleiteten Ergebnisse sind als „Basisfälle“ gesondert hervorgehoben. Des Weiteren wird durch die Darstellung zweier AIS-Graphen die Spannweite der unterschiedlichen Systemkosten dargestellt. Die Grafik ist auf den Basisfall der AIS normiert (100%).

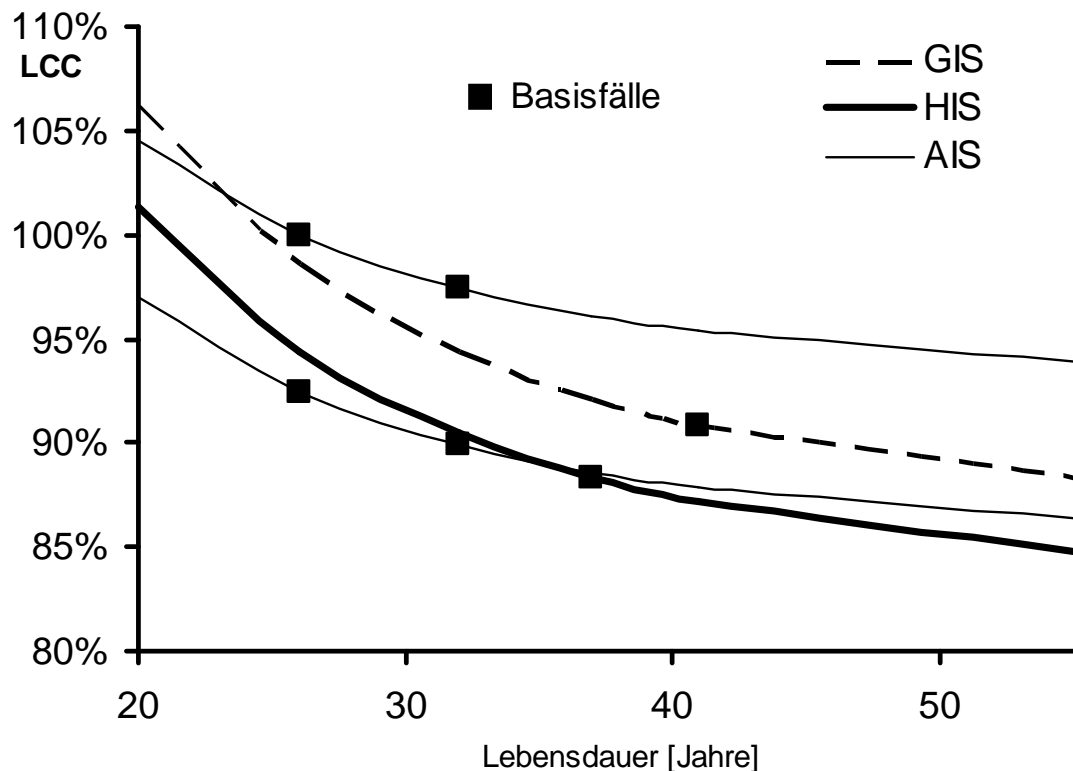


Abb. 24 Sensitivitätsanalyse der angenommenen erwarteten Lebensdauern der unterschiedlichen Technologien (Skalierung analog Abb. 31, Fallbeispiel: 145kV H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern)

Die Abzinsung zukünftiger Zahlungen hat zur Folge, dass mit zunehmender angenommener Lebensdauer der Einfluss der Ersatzinvestition geringer wird. Die Graphen laufen asymptotisch auf den Wert zu, der sich ohne Berücksichtigung der Ersatzinvestition ergäbe. Insofern ist ersichtlich, dass kürzere Lebensdauern bei Berücksichtigung der Ersatzinvestition vor allem der AIS-Technologie zu Gute kommen, da hier der Investitionsaufwand am geringsten ist. Bis zu einer einheitlichen Lebensdauer für alle Technologien von 37 Jahren ist die preisreduzierte AIS-Variante (AIS\*) im analysierten Fallbeispiel die günstigste, danach ist die HIS-Technologie die günstigste.

Ansätze zur Optimierung der wirtschaftlichen Lebensdauer werden in Abschnitt 6.4 diskutiert.

## 5.6 Stilllegungskosten

Am Ende der Lebensdauer steht die Stilllegung und Entsorgung des Betriebsmittels. Im Rahmen der Betrachtung des Lebenszyklus sind Aufwendungen und Erträge, die im Zusammenhang mit der Stilllegung stehen, zu ermitteln und in die Rechnung einfließen zu lassen. Nicht zuletzt durch die Einführung von Umweltmanagementsystemen sind die Kosten zur Beseitigung der genutzten Komponenten verstärkt in das Blickfeld gerückt. Die einschlägigen Normen, z. B. die weltweit Anwendung findende ISO 14001, fordern Hersteller und Betreiber von Schaltanlagen und anderen Gütern auf, Konzepte zur umweltgerechten Entsorgung vorzuhalten.

Die Entsorgungskosten können den Besitzkosten zugeordnet werden, da sie im Rahmen des Besitzes der Anlagen anfallen. Im Falle der Hochspannungsschaltanlagen erscheint es angebracht, diese Kosten von den Betriebskosten zu separieren, da die Struktur der anfallenden Kosten durch das zu entsorgende System vorgegeben wird. Die Kostenstruktur des Systems (der Hochspannungsschaltanlage) hingegen entspricht strukturell den Investitionskosten.

Um die unterschiedlichen Lebensdauern der eingesetzten Komponenten berücksichtigen zu können, werden die Stilllegungs- und Entsorgungskosten als fixer prozentualer Anteil der Investitionskosten festgelegt. Es werden pauschal 5% des Investitionswertes als Stilllegungs- und Entsorgungskosten ausgewählt. Abb. 25 zeigt, dass der Barwert dieser Kosten beim angesetzten Kalkulationszinsfuß von 8% nach 40 Jahren 3,6% und nach 50 Jahren nur noch 1,5% des ursprünglichen Wertes betragen.

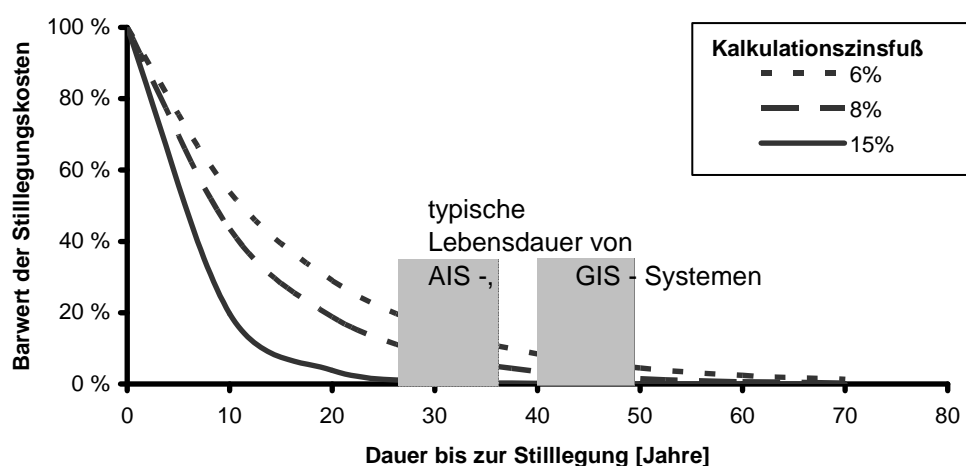


Abb. 25 Abhängigkeit der Stilllegungskosten von der Lebensdauer der Komponenten

Bei einer Investition von beispielsweise 1.000.000 € ergibt sich unter Berücksichtigung dieser Annahmen ein Netto-Barwert bei einer Stilllegung nach 50 Jahren von 750 €. Die lange Lebensdauer bedingt, dass eine Optimierung der Stilllegungskosten im Rahmen einer Life Cycle Cost-Betrachtung nicht relevant erscheint. Die Verwertung der ausgemusterten Anlagen ist in diesem pauschalen Ansatz enthalten. Zudem werden die Stilllegungskosten des Anlagenumfeldes ebenfalls anteilig berücksichtigt.

## 5.7 Ersatzinvestition

In der Literatur wird die Analyse der Life Cycle Cost eines Objektes in der Regel auf einen Lebenszyklus beschränkt, da dabei alle relevanten Aspekte aus Herstell- und Einsatzphase beobachtet werden können. Am Ende der Nutzungsdauer stehen die Stilllegung, die Entsorgung, aber auch der Ersatz des Betriebsmittels. Im Rahmen dieser Untersuchung sollen jedoch die Life Cycle Cost unterschiedlicher Technologien von Hochspannungsschaltanlagen miteinander verglichen werden. Die betrachteten Technologien zeichnen sich auch durch eine unterschiedliche erwartete Lebensdauer aus, so dass sich je nach Technologie ein früher oder später ergebender Ersatzbedarf einstellt.

Die deutlichen Unterschiede in der Nutzungsdauer machen bei einer vergleichenden Analyse der Life Cycle Cost eine Betrachtung des Ersatzinvestments erforderlich. Würde es vernachlässigt, würden die langlebigeren Technologien im direkten Vergleich der Lebenszykluskosten vernachlässigt.

Eine Ersatzinvestition wird vor allem aus zwei Gründen getätigt:

- Die vorhandene Anlage weist eine nutzungsbedingte Erhöhung der ungeplanten und in der Folge auch geplanten Instandhaltungsaufwendungen auf oder
- die Technologie der Ersatzinvestition ist gegenüber der vorangegangenen Generation verbessert und lässt geringere Betriebskosten erwarten.

Beide Gründe werden mit Hilfe der Methoden des Life Cycle Costing untersucht und Hinweise werden erarbeitet, wie der optimale Zeitpunkt für die Ersatzinvestition ermittelt werden kann.

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Lebensdauern der Komponenten der betrachteten Technologien werden insbesondere bei einer statischen Investitionsrechnung deutlich (Kapitalzinsfuß = 0%). Abb. 26 verdeutlicht, dass Ersatzinvestitionen im Rahmen von Life Cycle Cost-Betrachtungen berücksichtigt werden müssen. Unter Berücksichtigung der Annahmen der Fallstudien werden die AIS-Komponenten revolvierend nach Erreichen der jeweiligen Lebensdauer einzeln ausgetauscht, während HIS und GIS nach 37 bzw. 41 Jahren komplett ausgetauscht werden.



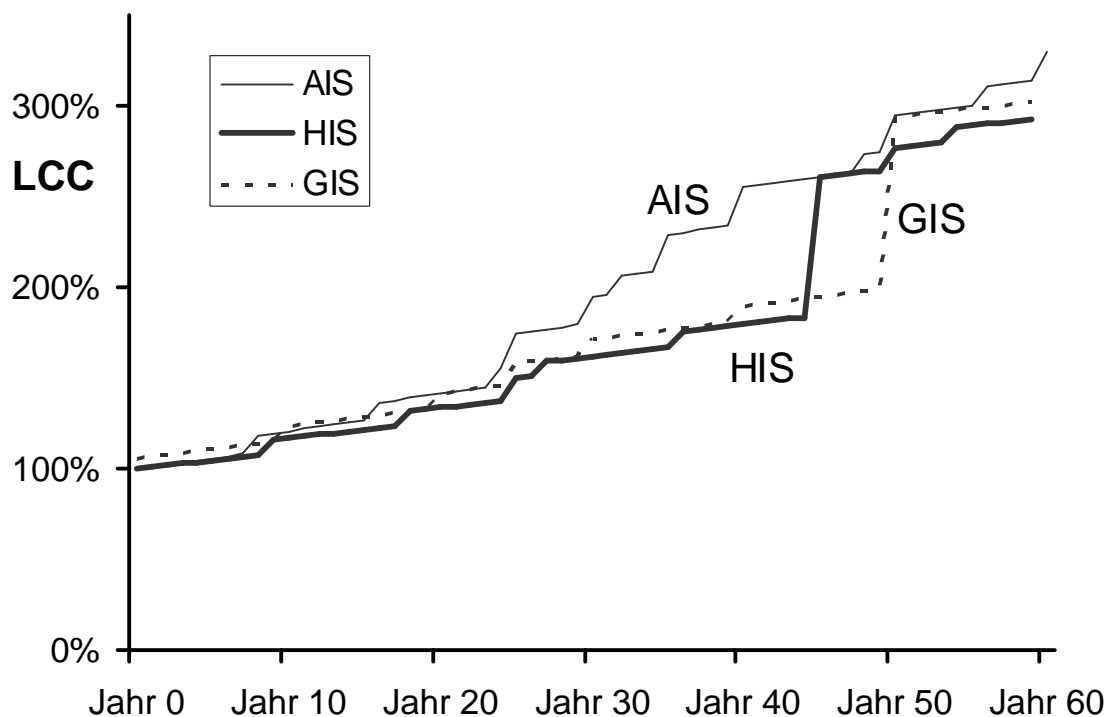


Abb. 26 Entwicklung der Life Cycle Cost über einen Zeitraum von 60 Jahren bei einem Kalkulationszinsfuß von 0% – Vergleich der unterschiedlichen Anlagentechnologien

Die Ermittlung der Life Cycle Cost wird somit in einer unendlichen Reihe durchgeführt, deren resultierender Barwert sich durch den Kapitalzinsfuß an einen Wert asymptotisch annähert. In Abb. 27 ist untersucht, welche Qualität eine Näherung einer verkürzten Rechnung aufweist.

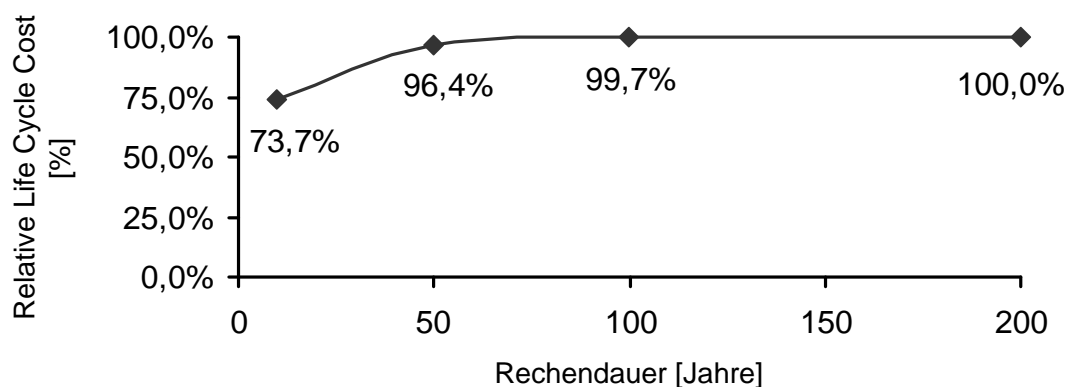


Abb. 27 Annäherung an die unendliche Reihe (Beispiel: Musteranlage 145kV H3) bezogen auf den Wert nach 1.000 Jahren Rechendauer (nicht dargestellt)

Das Ziel der Life Cycle Cost-Rechnungen ist es, mit möglichst geringem Rechenaufwand ein möglichst exaktes Ergebnis zu erzielen. Der Vergleich mit dem Ergebnis einer Rechnung über 1.000 Jahre ergibt, dass eine Rechendauer von 100 Jahren eine ausreichend hohe Genauigkeit ergibt.

## 5.8 Basisfälle

Die in diesem Kapitel eingeführten und diskutierten Parameter werden in den im Abschnitt 5.2 eingeführten Fallstudien zur Berechnung der Basisfälle genutzt. Die Basisfälle bilden eine möglichst repräsentative Ausgangssituation ab. Anschließend werden die Basisfälle als Grundlage für Parameterstudien eingesetzt, in denen die Abhängigkeiten von den analysierten Einflussgrößen und deren Streubereichen untersucht werden (vgl. Kapitel 6).

Um eine effiziente Analyse der Kostenbestandteile zu ermöglichen, werden einzelne Kostenbestandteile der in Abschnitt 5.3 eingeführten Kostenstruktur in den Berechnungen zu Kostenblöcken zusammengefasst. Die Gliederung der Kostenbestandteile orientiert sich an den Größenordnungen der jeweiligen Bestandteile und deren Relevanz für die Analyse. In Tab. 20 ist die Überleitung der Kostenstruktur auf im Folgenden häufig verwendete Kostenblöcke dargestellt.

Kostenblock	Kostenbestandteil	Kurzform
Erneuerung	Stilllegungskosten Systemanteil und Stilllegungskosten Anlagenumfeld zuzüglich Investitionsaufwendungen der Folgeinvestitionen	$K_{\text{Still Sys}} + K_{\text{Still AU}}$ $K_{\text{Inv Sys}} + K_{\text{Inv AU}}$
Ungeplante Instandhalt.	Kosten ungeplante Instandhaltung	$K_{\text{ungepl Inst}}$
Geplante Instandhalt.	Kosten geplante Instandhaltung	$K_{\text{gepl Inst}}$
Grundstück	Investitionskosten Anlagenumfeld (nur Grundstückskosten)	$K_{\text{Inv AU}}$ (nur Grundstück)
Anlagenumfeld	Investitionskosten Anlagenumfeld (ohne Grundstückskosten)	$K_{\text{Inv AU}}$ (ohne Grundstück)
System	Investitionskosten Systemanteil	$K_{\text{Inv Sys}}$

Tab. 20      Verwendete Kostenbestandteile der Musterkalkulationen

So sind beispielsweise die Grundstückskosten in der Standardkostenstruktur gem. Abb. 11 Bestandteil der Investitionskosten Anlagenumfeld. In der Darstellung der Kostenstruktur der Fallstudien sind sie jedoch separat ausgewiesen, da dieser Parameter stark von den individuellen Gegebenheiten abhängt. In den Basisfällen werden die Grundstückskosten deshalb nicht betrachtet.

Es ist außerdem zu berücksichtigen, dass die in Abb. 11 eingeführte Kostenstruktur nur für einen Lebenszyklus gültig ist. Gemäß der Ausführungen in Abschnitt 5.7 ist es bei einem Vergleich unterschiedlicher Technologien wichtig, die Analyse nicht nur auf einen Lebenszyklus zu beschränken. Die Aufwendungen für Stilllegung und anschließende Erneuerung der Schaltanlage (des gesamten Systems oder Teile der Anlage) sind im Kostenblock „Erneuerung“ wiedergegeben.

Einige der für die Life Cycle Cost-Betrachtungen erforderlichen Parameter können nur durch Folgerungen und Analogieschätzungen abgeleitet werden. Vor der Einführung der Kostenstruktur der Basisfälle sollen zunächst einige Parameter mit wesentlichem Einfluss einer Variationsanalyse unterzogen werden, um den Einfluss dieser Parameter zu verdeutlichen.

		Basisfall	Minimum	Maximum
Grundstückskosten		0 €/m <sup>2</sup>	0 €/m <sup>2</sup>	100 €/m <sup>2</sup>
Freiluftkorrektiv		10%	0%	30%
Leistungsschalteranteil an Störfällen	145kV	40%	25%	60%
	420kV	27%	20%	40%
Kostenanteil geringfügiger Störfall	GIS	20%	10%	40%
	HIS	20%	10%	40%
	AIS	22%	11%	44%
Intervall geplante Instand- haltung – Systemanteil (145kV / 420kV)	GIS	10 / 9a	14 / 13a	6 / 6a
	HIS	9 / 8a	13 / 12a	6 / 5a
	AIS	8 / 8a	13 / 11a	6 / 5a
Lebensdauer	GIS	41a	50a	35a
	HIS	37a	45a	30a
	AIS	26/32a	35a	20a

Tab. 21 Variierte Parameter der Basisfälle

In Tab. 21 sind die variierten Parameter und deren für die Variationsanalyse gewählte Minimal- sowie Maximalausprägung angegeben. Die Grenzwerte der Parameter spiegeln realistische maximale Merkmalausprägungen wieder (in der Regel eine Variation von etwa -50% bis +50% des Basiswertes). Die Klassifizierung der Parametervariation in „Minimum“ und „Maximum“ orientiert sich dabei nicht an der Größe

des Parameters, sondern an der Auswirkung des variierten Parameters auf die Life Cycle Cost. Von der Variation weiterer Parameter wird abgesehen, da eine zu hohe Anzahl berücksichtigter Parameter die Auswirkungen der Variationen zu undeutlich werden lässt.

Die Ergebnisse der Parametervariation sind für das Fallbeispiel 145kV, H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern in Abb. 29 und für das Fallbeispiel 420kV, Doppelsammelschiene in Abb. 32 dargestellt. Die Variation wird für alle drei Technologien einschließlich der preisreduzierten AIS-Variante (AIS\*, vgl. Abschnitt 5.4.1) durchgeführt. Der Aufbau der Abb. 29 und Abb. 32 ist in Abb. 28 erläutert.

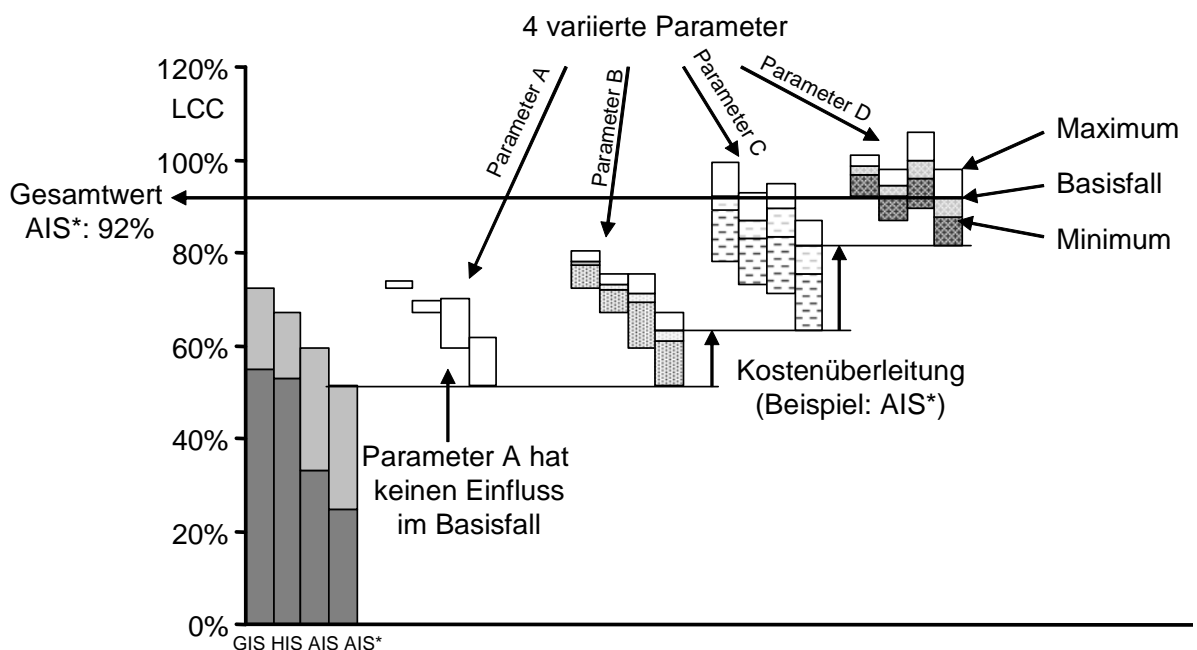


Abb. 28 Erläuterung zum Aufbau der Abb. 29 und Abb. 32

Es wird die Überleitung der nicht variierten Investitionskosten (dunkel: Systemanteil, heller: Anlagenumfeld) über vier beispielhaft variierte Parameter (Parameter A, B, C, D) bis zu den resultierenden Life Cycle Cost der Technologien dargestellt.

**Parameter A:** Dieser Parameter hat keinen Einfluss auf die Kostenstruktur der Basisfälle. Die dargestellten Balken repräsentieren die Größenordnung dieses Kostenbestandteiles für den Fall einer gesondert auszuführenden Analyse. Dies trifft für die Grundstückskosten zu.

**Parameter B-D:** Diese Parameter haben im Basisfall einen Beitrag zu den Life Cycle Cost der jeweiligen Technologie. Es ist der Kostenbestandteil des Basisfalls (schraffierter Bereich, einschließlich heller Schraffur) und zusätzlich die Spannweite der Parametervariation vom selektierten Minimum zum Maximum dargestellt.

Die Verbindungslinien stellen die Überleitung der Kostenstruktur des Basisfalls der Technologie AIS\* dar. Es wird jeweils der resultierende Wert des Basisfalls von einem Kostenbestandteil zum nächsten kumuliert. Im Beispiel der Abb. 28 betragen die Life Cycle Cost der Technologie AIS\* 92%. Bezugsgröße (100%) sind jeweils die Life Cycle Cost der AIS-Technologie.

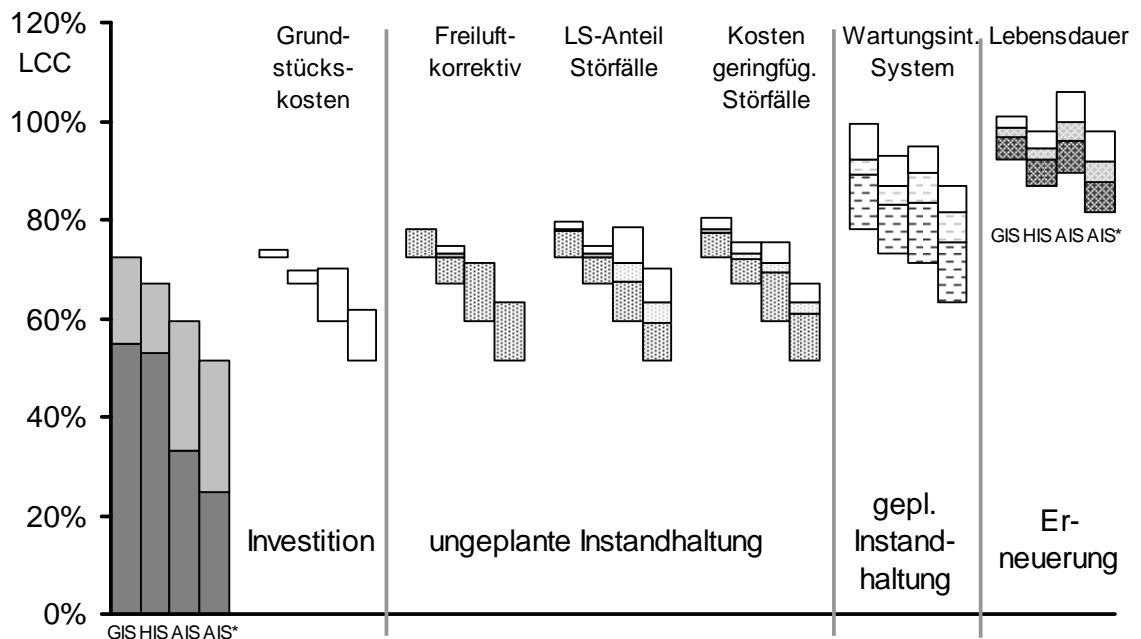


Abb. 29 Parametervariation des Fallbeispiels 145kV (H3-Schaltung)

Die in Abb. 29 dargestellten Ergebnisse der Parametervariation in 145kV zeigen die Ableitung der Kostenstruktur von den Investitionskosten, den ungeplanten sowie den geplanten Instandhaltungskosten und den Erneuerungskosten.

Die zusätzlich ausgewiesenen *Grundstückskosten* (100 €/m<sup>2</sup>) hätten in AIS einen Einfluss, der ungefähr der Größenordnung der ungeplanten Instandhaltungskosten entspricht. Bei den gekapselten Technologien ist der Einfluss aufgrund des geringeren Flächenbedarfs deutlich geringer.

Das *Freiluftkorrektiv* hat selbst in der Maximalausprägung von 30% nur einen geringen Einfluss auf die Life Cycle Cost der HIS-Technologie. Das Korrektiv geht ziemlich linear in den Kostenblock der ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen ein, insofern wird dieser Kostenblock entsprechend erhöht.

Der *Leistungsschalteranteil* an den Störfällen wirkt sich am stärksten bei der AIS-Technologie aus, da die Fehlerraten der AIS-Technologien aus den Fehlerraten der Leistungsschalter abgeleitet werden müssen (vgl. Abschnitt 5.5.3.1). Die zweifache Spannweite des Variationsintervalls des Parameters führt zu einem starken Einfluss dieses Parameters auf die Life Cycle Cost der AIS.

Die Höhe des *Kostenanteils der geringfügigen Störfälle* hat einen kleineren Einfluss, da die durch die geringfügigen Störfälle beeinflussten Kosten relativ klein sind. Neben den Störungsbehebungskosten fallen hier keine weiteren Kosten wie z.B. Kosten aus unterbrochener Energieübertragung an.

Variationen am *Wartungsintervall des Systemanteils* wirken sich etwa zu 50% im Kostenblock der geplanten Instandhaltungsaufwendungen aus, da die Instandhaltungskosten des Systems und des Anlagenumfeldes etwa die gleiche Größenordnung aufweisen. Insgesamt ist der Kostenblock der geplanten Instandhaltungskosten in den 145kV-Beispielen von ziemlicher Bedeutung.

Eine verkürzte *Lebensdauer* wirkt sich bei AIS stärker aus, da der frühere Investitionsbedarf in eine Ersatzinvestition einer kleineren Abzinsung unterworfen ist. Der geringere Investitionsbedarf wird durch die zu einem früheren Zeitpunkt erforderliche Ersatzinvestition überkompensiert.

Die Ergebnisse der Abb. 29 sind in Abb. 30 zusammengefasst. Es sind jeweils die minimalen und maximalen Kosten im Rahmen der variierten Parameter für die analysierte Musteranlage zusammengestellt. Zusätzlich ist der Basisfall dargestellt, der die Basis für die noch auszuführenden Sensitivitätsanalysen darstellt.

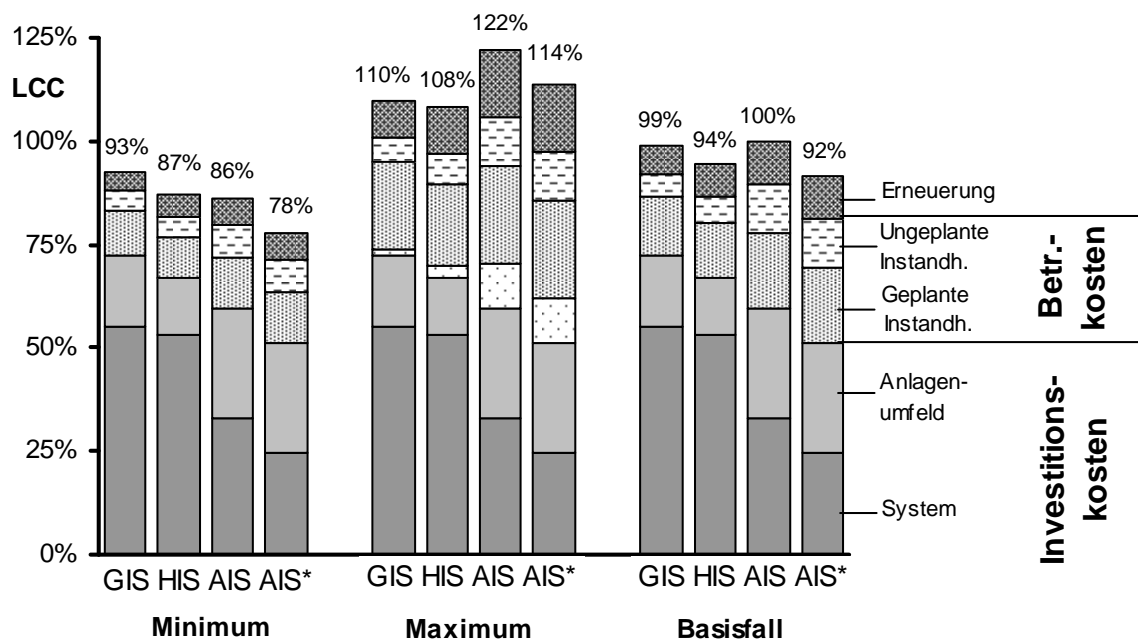


Abb. 30 Zusammenfassung der Parametervariation: Kostenminimum, Kostenmaximum, Basisfall Musteranlage 145kV (H3-Schaltung)

Es lässt sich erkennen, dass die Kostenstrukturen der beiden AIS-Musterkonfigurationen die größte Spannweite aufweisen. In der maximalen Kostenstruktur weist selbst die preisreduzierte AIS\*-Variante höhere Life Cycle Cost als die gekapselten Anlagen auf. Im Basisfall sind GIS und AIS sowie HIS und AIS\* etwa kostengleich.

Die hohen Kosten der Freiluftkonfigurationen im Falle der maximalen Kosten liegen hauptsächlich an der Berücksichtigung der Grundstückskosten und dem relativ hohen Einfluss des Parameters „Leistungsschalteranteil“.

Die folgenden Analysen beschränken sich auf die Basisfälle, um die Anzahl der zu betrachtenden Parameter zu begrenzen. Im Einzelfall kann es jedoch bedeutend sein, auch andere Parameterausprägungen zu betrachten. Diese Analysen sind jedoch individuellen Ausarbeitungen vorbehalten, sie würden den Rahmen dieser Betrachtungen sprengen.

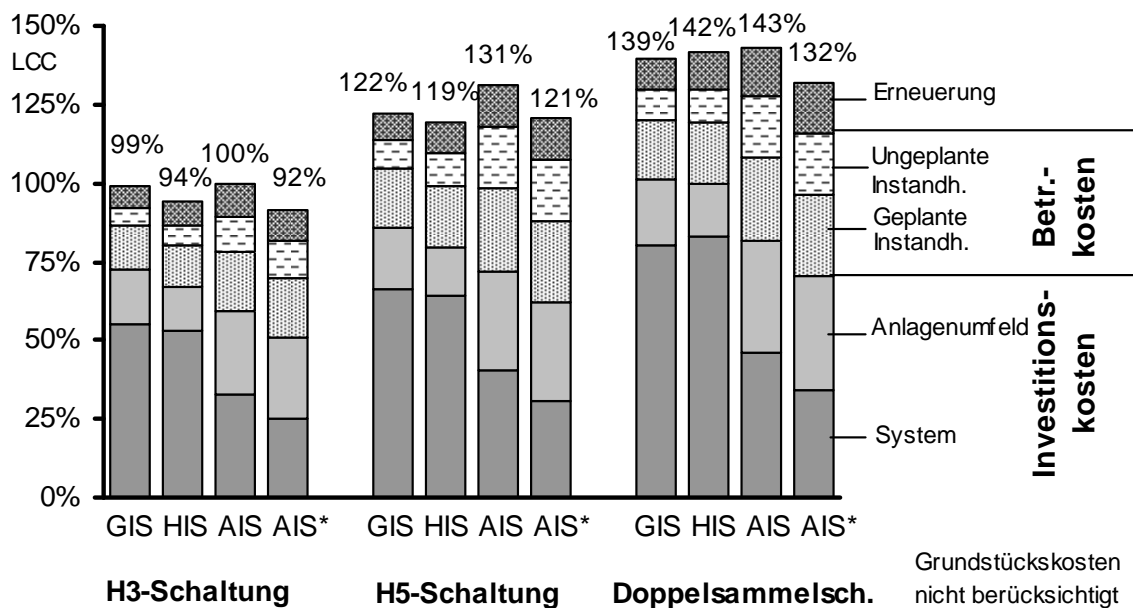


Abb. 31 Kostenstruktur der Basisfälle der Musteranlagen 145kV

Der Vergleich der Basisfälle der Musteranlagen in 145kV gemäß Abb. 31 führt zu nachfolgend dargestellten Erkenntnissen: Es wird deutlich, dass die Investitionskosten in das System von GIS und HIS insbesondere in der Doppelsammelschienenanordnung ähnliche Werte aufweisen; die verwendeten Komponenten sind gleichartig, lediglich die Anordnung der Anlage unterscheidet sich fallweise. H-Schaltungen sind in HIS-Technologie effizienter aufzubauen, wodurch die HIS hier Kostenvorteile aufweist. Die Systemkosten der AIS liegen deutlich unter denen der gekapselten Lösungen. Selbst unter Hinzurechnung des Anlagenumfeldes sind die Investitionskosten der AIS geringer. In den hier dargestellten Basisfällen sind die Grundstückskosten nicht berücksichtigt.

Die geplanten Instandhaltungskosten der AIS sind insbesondere durch die kürzeren Wartungszyklen der aktiven Schaltgeräte höher als die entsprechenden Werte der gekapselten Lösungen. Die geplanten Instandhaltungsaufwendungen von GIS und HIS weisen ähnliche Größenordnungen auf: Die bei HIS nicht erforderlichen Wartungskosten des GIS-Gebäudes werden durch die zusätzlichen Aufwendungen der In-

standhaltung des in Freiluft stehenden Systemanteils kompensiert (vgl. Abschnitt 5.5.2, „Freiluft-Korrektiv“).

Die ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen basieren auf den Auswertungen des durch die Cigré erhobenen Datenmaterials. Analog zur Vorgehensweise bei den geplanten Instandhaltungsaufwendungen steigen diese Kosten proportional zu der Anzahl der eingesetzten Betriebsmittel. Eine höhere Redundanz im Anlagenaufbau erhöht somit zwar die Verfügbarkeit der Energieübertragung, gleichzeitig jedoch auch die Kosten der geplanten und ungeplanten Instandhaltung. Da die Zuverlässigkeitswerte der AIS durch den geringeren Kapselungsgrad geringer sind als die der GIS und der HIS, liegen diese Kosten bei AIS höher.

Die Erneuerungskosten der AIS liegen höher als die entsprechenden Kosten der GIS und HIS, obwohl die Investitionskosten kleiner sind. Entscheidend ist die geringere Lebensdauer der AIS-Komponenten und damit der frühere Ersatzbedarf. Die unterschiedlichen Lebensdauern machen es für einen vollständigen Vergleich erforderlich, dass nicht nur ein Lebenszyklus, sondern ein festes Intervall betrachtet wird.

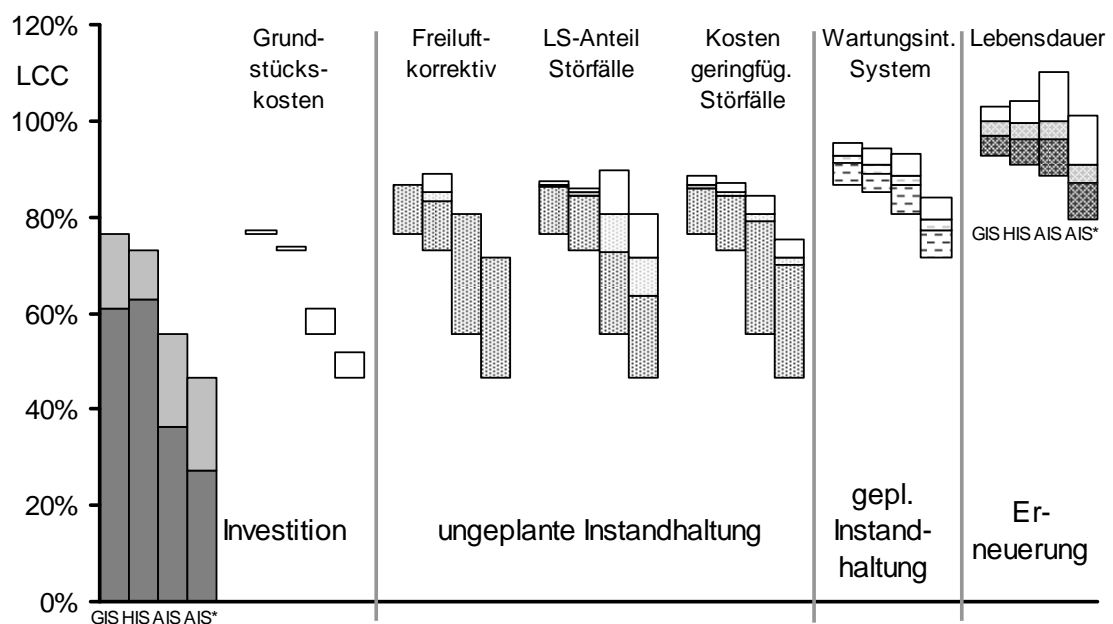


Abb. 32 Parametervariation des Fallbeispiels 420kV (Doppelsammelschienenanlage)

Analog zu den Ableitungen der 145kV-Musteranlagen sind die Ergebnisse des 420kV-Fallbeispiels in Abb. 32 dargestellt. Die Grundstücks-kosten haben im Vergleich zu der 145kV-Musteranlage einen kleineren Einfluss. Im Vergleich zum 145kV-Fallbeispiel ist der relative Einfluss der ungeplanten Instandhaltungskosten dagegen signifikant größer, während der Beitrag der geplanten Instandhaltungskosten deutlich kleiner ist. Der hohe Einfluss der ungeplanten Instandhaltungskosten resultiert vor allem aus der größeren Energiemenge, die im Falle einer Unterbrechung der Energieversorgung nicht mehr übertragen wird. Die Spannweiten der variierten Pa-



parameter sind im Verhältnis zur Größenordnung des Kostenblocks mit den 145kV-Fallbeispielen gut vergleichbar. Es wird deutlich, dass das gleiche Life Cycle Cost-Modell zu Grunde liegt.

In Abb. 33 sind die minimalen und maximalen Kostenausprägungen sowie die Kostenstruktur des Basisfalls für die analysierte 420kV-Anlage dargestellt. Ähnlich wie im Falle der 145kV-Musteranlagen sind auch bei diesen Musteranlagen die Schwankungen der AIS-Konfigurationen stärker als die der gekapselten Technologien. Neben den in der 420kV-Ebene geringeren Auswirkungen der Grundstückskosten spielen der Einfluss des Leistungsschalteranteils und die Variation der Lebensdauer eine wichtige Rolle. Insgesamt fallen die Profile der Parametervariationen für 145kV und 420kV sehr ähnlich aus.

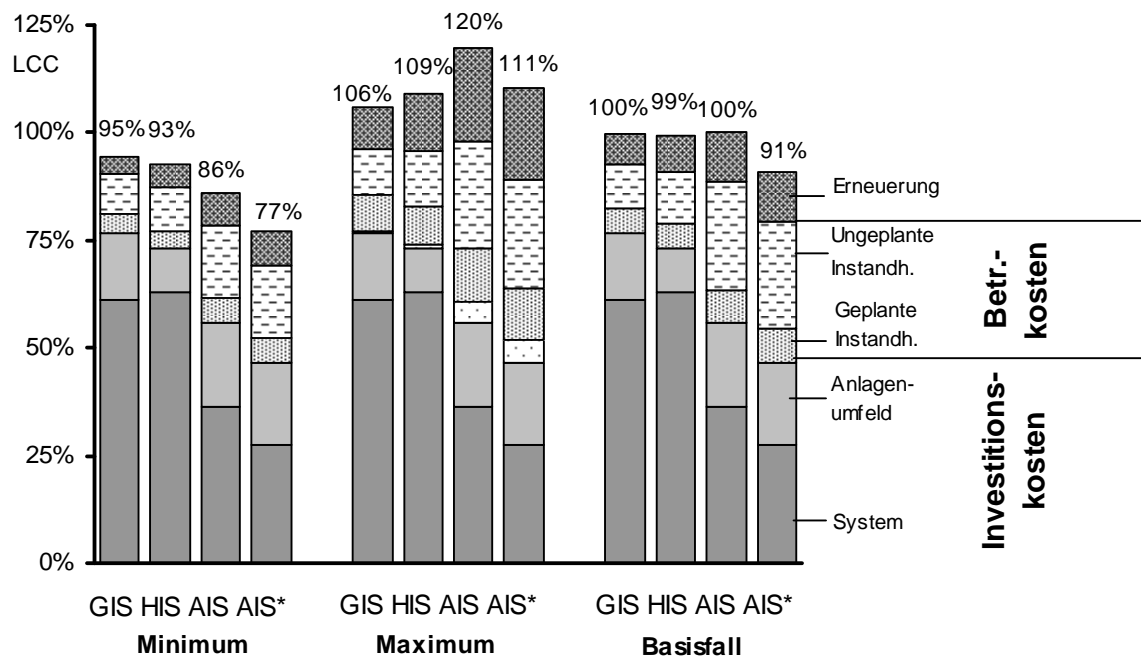


Abb. 33 Zusammenfassung der Parametervariation: Kostenminimum, Kostenmaximum, Basisfall Musteranlage 420kV (Doppelsammelschienenanlage)

In Abb. 34 sind die Ergebnisse des jeweiligen Basisfalls für die Musteranlagen in 420kV dargestellt. Da das Life Cycle Cost-Modell unverändert Anwendung findet, ergeben sich im Vergleich zu den 145kV-Anlagen ähnliche Ergebnisse.

Der Einfluss der Investitionskosten ist bei den 420kV-Musteranlagen größer als bei den 145kV-Musteranlagen, da die Instandhaltungskosten mit der Spannungsebene weniger stark steigen als die Investitionskosten.

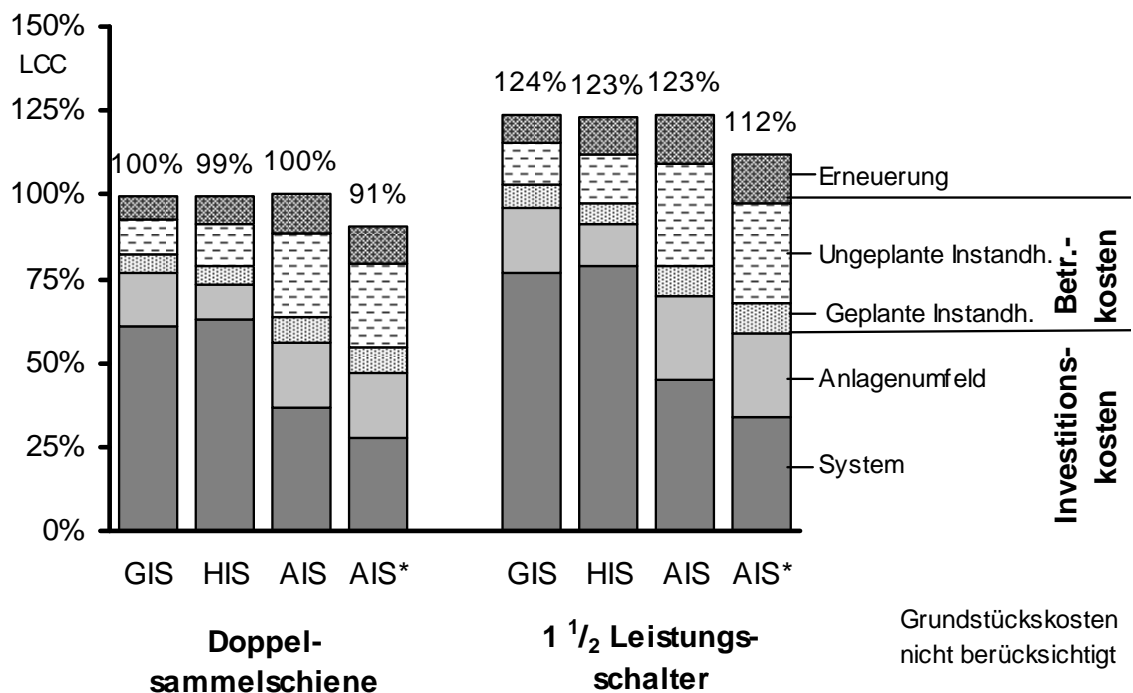


Abb. 34 Kostenstruktur des Basisfalls der Musteranlagen 420kV

Der Anteil der Investitionskosten beträgt bei den gekapselten Technologien etwa drei Viertel der Life Cycle Cost. Der Anteil der Investitionskosten der AIS liegt bei etwa 50%. Die Aufteilung der Betriebskosten unterscheidet sich ebenfalls: Die geplanten Instandhaltungskosten sind relativ kleiner, da die geplanten Instandhaltungsaufwendungen nicht proportional mit den höheren Investitionskosten steigen. Die ungeplanten Instandhaltungskosten sind insbesondere wegen höherer Kosten aufgrund nicht übertragener Energie im Falle einer Unterbrechung proportional höher.

145kV	H3			H5			DSS		
	GIS	HIS	AIS	GIS	HIS	AIS	GIS	HIS	AIS
Investitionskosten	73%	67%	51% 60%	65%	61%	47% 55%	71%	70%	49% 57%
Betriebskosten	20%	20%	30%	22%	23%	35%	20%	21%	32%
Erneuerungskosten	7%	8%	10%	6%	7%	10%	7%	8%	11%
Summe	99%	94%	92% 100%	93%	91%	92% 100%	97%	99%	92% 100%

Tab. 22 Zusammenfassung der Grund-Kostenbestandteile der 145kV-Musteranlagen (der jeweils obere AIS-Wert gibt die Daten der Konfiguration AIS\* wieder)<sup>21</sup>

420kV	DSS			1 ½ LS		
	GIS	HIS	AIS	GIS	HIS	AIS
Investitionskosten	77%	73%	47% 56%	78%	74%	48% 57%
Betriebskosten	16%	18%	33%	15%	17%	31%
Erneuerungskosten	7%	8%	11%	7%	9%	12%
Summe	100%	99%	91% 100%	100%	100%	91% 100%

Tab. 23 Zusammenfassung der Grund-Kostenbestandteile der 420kV-Musteranlagen (der jeweils obere Wert gibt die Daten der Konfiguration AIS\* wieder)<sup>21</sup>

In Tab. 22 und Tab. 23 sind die Ergebnisse der fünf Fallstudien im Überblick dargestellt. Die Betriebskosten betragen bei den gekapselten Musteranlagen um 20% (bezogen auf die Life Cycle Cost der AIS der jeweiligen Musteranlage). Dieser Wert ist für die Fallstudie in H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern höher, da sich die anfallenden Instandhaltungsaufwendungen nach den Annahmen des verwendeten Modells im Wesentlichen an der Anzahl der Leistungsschalterfelder der jeweiligen Fallstudie orientieren. Die Anzahl der Leistungsschalter (und damit die Instandhaltungsauf-

<sup>21</sup> Die Konfigurationen der Musteranlagen sind im Abschnitt 5.2 und im Anhang in Abschnitt 9.3 dargelegt.

H 3: H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern

H 5: H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern

DSS: Doppelsammelschienenanlage mit 4 Abgängen und einem Kupplungsfeld

1 ½ LS: Schaltung in 1 ½ LS-Methode mit 4 Abgängen und 6 Leistungsschaltern

wendungen) erhöhen sich demnach um 67%, während sich die Investitionskosten des Systemanteils aufgrund der zusätzlichen Betriebsmittel nur um 21% erhöhen.

Grundsätzlich bleibt festzuhalten, dass der Anteil der Investitionskosten in den 420kV-Musteranlagen im Vergleich zu den 145kV-Musteranlagen fast durchgängig höher ist. Die Aufteilung der Instandhaltungskosten ist je nach Spannungsebene unterschiedlich: In den 145kV-Fallstudien dominiert die geplante Instandhaltung, während in den 420kV-Fallstudien die ungeplante Instandhaltung einen größeren Anteil einnimmt. In beiden Spannungsebenen sind die Aufwendungen für Wartungsmaßnahmen vergleichbar, auch die Wartungsintervalle liegen nicht signifikant auseinander. Bedingt durch die absolut geringeren Gesamtkosten in 145kV ist der Anteil der geplanten Instandhaltungskosten somit anteilig in den 145kV-Fallstudien höher. Da die Fehlerrate und die übertragene Energiemenge in den 420kV-Fallstudien höher sind, ist der Kostenanteil der ungeplanten Instandhaltungskosten dort größer.

Die in diesem Abschnitt diskutierten Darstellungen fassen die Ergebnisse der Fallstudien zusammen, um einen Überblick über das Modell und die Kostenbestandteile zu geben. In den folgenden Abschnitten wird im Einzelnen detailliert auf die unterschiedlichen Elemente der Kostenstruktur eingegangen.

## 6 Ansätze zur Optimierung von Schaltanlagen

---

Nachdem das Life Cycle Cost-Modell für Hochspannungsschaltanlagen formuliert und die erforderliche Datenbasis identifiziert und eingehend diskutiert wurde, kann das Modell genutzt werden, um Strategien zur Senkung der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen zu bewerten. Aufbauend auf den Festlegungen des Modells können mit Hilfe des Berechnungsverfahrens „*LCC-Calc*“ die Auswirkungen der unterschiedlichen Technologien und Konfigurationen auf die Life Cycle Cost untersucht und Ansätze zu deren Optimierung ermittelt werden.

Maßstab zur Optimierung der verschiedenen Konzepte bilden naturgemäß die Life Cycle Cost des jeweiligen Konzeptes. Die sich ergebenden Gesamtkosten sind jedoch von der zu beurteilenden Konfiguration abhängig, so dass es für die Ableitung einer individuellen Optimierungsstrategie erforderlich ist, für den zu analysierenden Fall individuelle Parameter festzulegen. Die hier vorgestellten Analysen zeigen jedoch die grundlegenden Zusammenhänge auf und sind insbesondere vor dem Hintergrund der repräsentativ ausgewählten Musteranlagen als allgemein gültig zu verstehen.

Im Folgenden werden vier Optimierungsansätze diskutiert:

- Optimierung des Anlagenkonzeptes,
- Optimierung der Instandhaltungsstrategie,
- Optimierung durch Diagnoseverfahren,
- Optimierung des Erneuerungszeitpunktes.

Die Vorgehensweise bei der Erarbeitung der optimierten Konzepte entspricht der Reihenfolge, in der Life Cycle Cost-Analysen unter Anwendung des in dieser Arbeit formulierten Modells durchgeführt werden sollten:

1. Anlagenaufbau und Betrachtungsumfang festlegen,
2. Kostenstruktur festlegen, alle relevanten Kostenbestandteile identifizieren,
3. Kosten der Elemente der Kostenstruktur ermitteln,
4. Erfassung der Ein- und Auszahlungsreihen,
5. dynamisches Investitionsrechenmodell anwenden,
6. Sensitivitätsanalyse oder andere Analyseverfahren zum Vergleich der unterschiedlichen Varianten durchführen,
7. Entscheidung für eine Variante.

Nachdem alle Einflussgrößen und alle erforderlichen Verfahren (Pos. 1-3) in den vorhergehenden Abschnitten eingeführt und diskutiert sind, wird die Vorgehensweise bei der Analyse in diesem Abschnitt mit Hilfe der Life Cycle Cost-Methodik exemplarisch dargelegt.

## 6.1 Optimierung des Anlagenkonzeptes

Zunächst wird dargestellt, wie das grundlegende Anlagenkonzept mit Hilfe von Life Cycle Costing analysiert werden kann. Insbesondere vor dem Hintergrund der Bewertung der unterschiedlichen hybriden Konzepte stellt sich diese Auswertung als wichtig dar.

### 6.1.1 Anlagentyp

Es stellt sich zunächst die Frage, wie die vorgesehene Technologie bewertet werden kann. In Abschnitt 5.1 wurden die Bewertungskriterien der unterschiedlichen hybriden Anlagenkonzepte eingeführt. Aus der großen Auswahl von Anlagentypen (z.B. GIS, HIS, PASS, Kompakt-AIS, DT, konventionelle AIS) soll der Betreiber die für ihn beste Lösung auswählen.

Die eingesetzte Technologie hat den entscheidenden Einfluss auf die Systemkosten und legt gleichzeitig jedoch die Grundlage für die Betriebskosten. Im Einzelfall können sich durch eine Variation der Parameter Verschiebungen in den Zusammenhängen ergeben, grundsätzlich weisen jedoch die Anlagenkonzepte bestimmte Charakteristika auf, die unveränderlich sind. In Abb. 35 sind die Life Cycle Cost dreier typischer Anlagenaufbauten in AIS, HIS und GIS dargestellt [LAS 03a]:

- Die Investitionskosten sind bei GIS am höchsten, bei HIS leicht niedriger, da kein Anlagengebäude erforderlich ist. Die AIS-Investitionskosten liegen niedriger als die der HIS, insbesondere wenn wie im Beispiel keine Grundstückskosten berücksichtigt werden. Bei Berücksichtigung der Grundstückskosten liegen die Beschaffungskosten der AIS in der Größenordnung der gekapselten Technologien oder sogar darüber.
- Die Betriebskosten der GIS und HIS sind ähnlich. Die Instandhaltungskosten des HIS-Systems sind etwas aufwendiger (Freiluft-Korrektiv), kompensierend wirken die erhöhten Instandhaltungsaufwendungen des GIS-Gebäudes. Die AIS Betriebskosten liegen durchweg höher, da die nicht-gekapselten Komponenten eine höhere Instandhaltung verlangen und zudem das Freiluft-Anlagenumfeld im Vergleich zu HIS aufwendiger und größer ist und somit höhere Instandhaltungskosten verlangt.
- Aus der Addition der beiden Kostenbestandteile ergeben sich in dieser Konfiguration ähnliche Werte für AIS und HIS, während GIS wegen der Nichtberücksichtigung der Grundstückskosten höhere Werte aufweist.

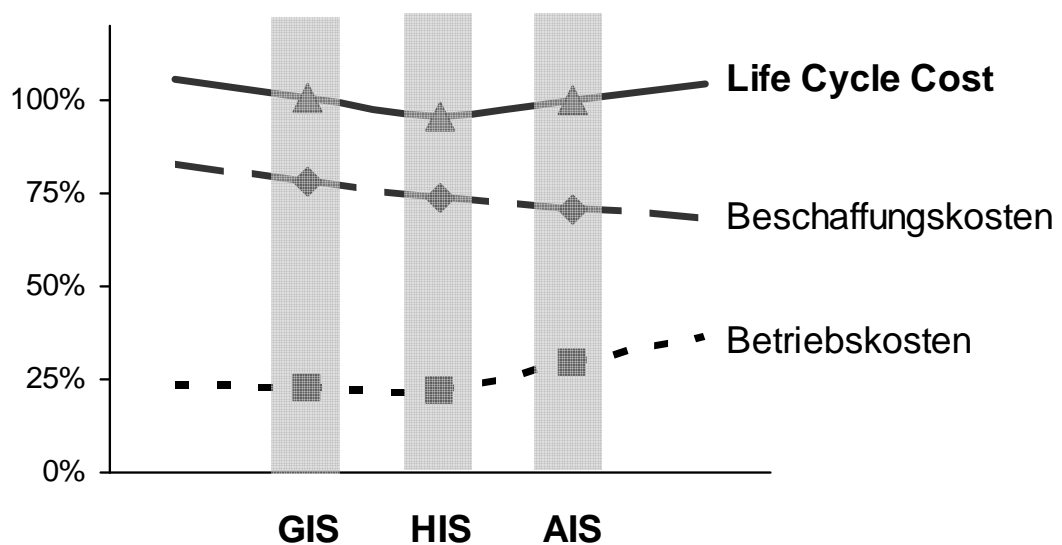


Abb. 35 Vergleich Bestandteile der Life Cycle Cost von GIS, HIS und AIS, angelehnt an [IEC 60300]  
Beispiel: 145kV – H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern

Diese Zusammenhänge mögen sich in anderen Konfigurationen anders auswirken, es sind jedoch grundsätzlich ähnliche Tendenzen zu beobachten. Es ist häufig eine Korrelation zwischen hohen Investitions- und niedrigeren Betriebskosten zu beobachten [WÜB 84], [IEC 60300]. Die hier dargelegten Zusammenhänge führen zu dem

Schluss, dass HIS die Vorteile einer instandhaltungsarmen Konstruktion mit geringeren Investitionskosten kombiniert.

Es sind weitere Analysen der in 5.1 eingeführten hybriden Konzepte denkbar. Es sollen exemplarisch zwei Parameter herausgegriffen werden und qualitativ diskutiert werden, um die Einflussfaktoren auf die Life Cycle Cost-Methodik zu verdeutlichen:

#### **Gasraumschottung**

In derzeitigen hybriden Konzepten wird teilweise vom durchgängigen Prinzip der konsequenten Aufteilung der aktiven Betriebsmittel in separate Gasräume abgegangen. Die Auswirkungen auf die Life Cycle Cost stellen sich wie folgt dar: Verringerung der Investitionskosten, aber gleichzeitige Erhöhung der Instandhaltungskosten, da entweder die Auswirkungen im Fehlerfall steigen oder die Reparaturzeiten steigen, weil nicht jede Komponente isoliert instandgesetzt werden kann. Die Schottung der Gasräume bei GIS und HIS untereinander verringert den Effekt von Störungen und limitiert sie auf einzelne Gasräume. Je höher die Anzahl der Gasräume, desto höher die Verfügbarkeit [PAT 85].

Für die im Rahmen der hier angewandten Life Cycle Cost-Methodik hat die Reduzierung der Gasräume keine Auswirkung auf die Life Cycle Cost, da die Reparaturzeiten aus Cigré-Durchschnittswerten ermittelt werden. Die Effekte verringerter Gasraumschottung müssen separat bewertet und in die Life Cycle Cost-Rechnung integriert werden.

#### **Leistungsschalter mit Trennfunktion**

Zunehmend übernehmen Leistungsschalter die dielektrische Sicherheitsfunktion des Trennschalters, insbesondere bei Anlagen in Nennspannungen bis 123 kV [THU 98]. Bedenken bestehen vor allem vor dem Hintergrund der Alterung. SF<sub>6</sub>-Gas ist insbesondere im Gasraum des Leistungsschalters Zersetzungsprodukten ausgesetzt, so dass die dielektrische Festigkeit mit der Zeit nachlässt.

Auch in diesem Falle stehen geringere Investitionskosten höheren Betriebskosten gegenüber. Der Einsatz von multifunktionalen Betriebsmitteln, die eine andere Funktionalität ergeben, ist gesondert zu untersuchen. Im Rahmen dieser Untersuchung werden für die Fallstudien nur Ausstattungen mit gleicher Funktionalität verglichen.

### **6.1.2 Anlagenaufbau**

Die Anlagenkonfigurationen und damit die Ausstattungen einer Hochspannungsschaltanlage mit Betriebsmitteln haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Betriebskosten der gesamten Schaltanlage. So kann durch hoch redundante Konzepte



die Verfügbarkeit stark gesteigert werden, gleichzeitig werden jedoch Investitions- und Wartungskosten erhöht, da eine höhere Anzahl von Betriebsmitteln zwangsläufig höhere Kosten verursacht. In Abb. 36 ist dieser Zusammenhang dargestellt: Eine geringe Redundanz der Betriebsmittel, d.h. eine geringe Anzahl von Betriebsmitteln zieht aufgrund der reduzierten Anzahl von Komponenten geringe Investitions- und Instandhaltungskosten mit sich. Es steigt jedoch das Risiko eines Ausfalls in Verbindung mit einer Unterbrechung der Energieversorgung und somit die durch eine Unterbrechung der Energieversorgung verursachten Folgekosten.

Eine Erhöhung der Redundanz innerhalb der Anlage führt zu einer Senkung des Risikos einer Unterbrechung und zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit, jedoch steigen mit zunehmender Anzahl von Betriebsmitteln Investitions- und Instandhaltungskosten. Es gilt den optimalen Bereich zu finden, in dem die Gesamtkosten – die Life Cycle Cost – minimiert sind. Im Folgenden werden Ansätze dargestellt, wie dieser optimale Bereich identifiziert werden kann [LAS 04c].

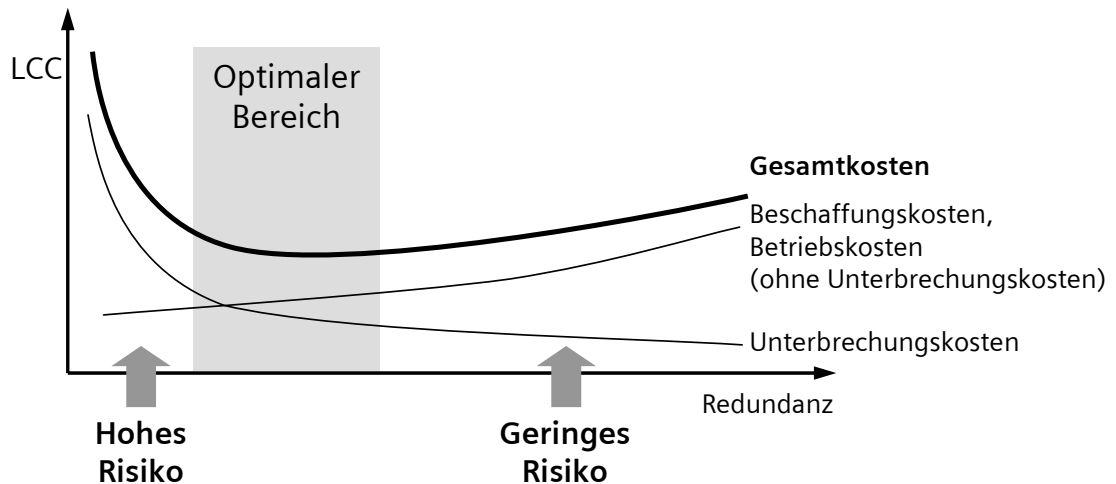


Abb. 36 Korrelation zwischen Redundanz und Kostenaufwendungen (angelehnt an [IEC 60300])

Wesentlich für die Untersuchung zur Optimierung des Anlagenaufbaus sind Aussagen zur Verfügbarkeit der jeweiligen Konzepte. Die Verfügbarkeit der Musteranlagen wird im verwendeten Life Cycle Cost-Modell nicht über eine direkte Berechnung der Verfügbarkeit ermittelt, sondern über durchschnittliche Unterbrechungsraten wiedergegeben. In [CIG 00] und in [VDEW 02] bzw. [VDN 03] wird der Anteil der Störungen mit einer Unterbrechung der Energieversorgung bezogen auf die Gesamtfehlerrate der gravierenden Störfälle ausgewiesen. Durch die Verwendung dieser Durchschnittsdaten gehen die Redundanzkonzepte der unterschiedlichen Anlagenaufbauten nicht in die Life Cycle Cost-Betrachtung ein. Für den Vergleich gleicher Anlagenaufbauten ist diese Näherung verwendbar, da sich der gemachte Fehler für alle verglichenen Objekte gleichartig auswirkt.

Für einen direkten Vergleich unterschiedlicher Anlagenaufbauten ist diese Näherung nicht zulässig. Aussagen zum optimalen Anlagenaufbau lassen sich erst über Ver-

fügarkeitsanalysen ableiten. Verfügbarkeitsanalysen müssen demzufolge mit Life Cycle Cost-Berechnungen kombiniert werden. Diese Kombination stellt einen interessanten Ansatz zur Vertiefung der hier vorgestellten wissenschaftlichen Ansätze zum Life Cycle Costing dar [LAS 04f].

Im Rahmen dieser Betrachtungen werden die Ergebnisse einer Untersuchung verwendet, in der die Verfügbarkeit unterschiedlicher Konfigurationen einer H-Schaltung in 145kV analysiert wurde [GHA 00]. Es wurden die unterschiedlichen Ausfallhäufigkeiten von AIS und GIS sowie die Einflüsse von Freileitung sowie Leistungstransformator berücksichtigt. In Tab. 24 finden sich zusammengefasst die Ergebnisse dieser Untersuchung. Ähnliche Untersuchungen kommen zu ähnlichen Ergebnissen, z. B. [GON 91].

Variante der H-Schaltung <sup>22</sup>	Relative Nicht-Verfügbarkeit		Verlust der Energieübertragung	Relative Energie Nicht-Verfügbarkeit	
	AIS	GIS		AIS	GIS
<b>H5</b>	100%	42%	50%	<b>100%</b>	42%
<b>H4</b>	86%	38%	100%	172%	77%
<b>H3</b>	134%	97%	50%	134%	<b>97%</b>
<b>H2</b>	120%	93%	100%	240%	186%

Tab. 24 Verfügbarkeitsanalyse für unterschiedliche H-Schaltungen in 145kV nach [GHA 00]<sup>23</sup>

Die in Tab. 24 dargestellten Ergebnisse können wie folgt interpretiert werden:

- Der Kuppelschalter der H3- und der H5-Schaltungen reduziert den Verlust der Energieübertragung auf 50%, da im Fehlerfall nahezu verzögerungsfrei auf das zweite System ausgewichen werden kann – wobei die maximal übertragene Energie auf die Hälfte reduziert wird. Für Systeme ohne Querkupplung ist im Fehlerfall die Totalabschaltung der Anlage erforderlich.

<sup>22</sup> Variante: H5: H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern

H4: H-Schaltung mit 4 Leistungsschaltern und Kuppeltrennschalter

H3: H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern, davon 2 auf der Seite der Transformatoren

H2: H-Schaltung mit 2 Leistungsschaltern auf der Seite der Transformatoren und Kuppeltrennschalter  
Außerdem wurden noch H3- und H2-Schaltungen mit Leistungsschaltern auf der Freileitungsseite betrachtet, diese Schaltungsarten werden jedoch von der Zuverlässigkeit der Freileitungen signifikant beeinflusst, die nicht Bestandteil dieser Betrachtungen sind und werden daher nicht betrachtet.

<sup>23</sup> Die Verfügbarkeit ist jeweils auf die Verfügbarkeit der AIS in H5-Schaltung normiert. Der absolute Wert der Nicht-Verfügbarkeit ist für AIS in H5:  $3,844 \cdot 10^{-6}$  % (entspricht etwa 2 min/a).

- Die Nicht-Verfügbarkeit fällt mit steigender Ausstattung an Leistungsschaltern, d.h. je höher die Redundanz, desto höher die Verfügbarkeit. Mit steigender Anzahl der Betriebsmittel steigt jedoch gleichzeitig die Fehlerquote der Gesamtschaltanlage, und somit steigen auch die fehlerbezogenen Kosten (vgl. Abb. 36).
- Die Verfügbarkeit der GIS ist bei den hier betrachteten Beispielen im Vergleich mit der entsprechenden AIS je nach Konfiguration 30% bis 100% höher.

Die Ergebnisse dieser – oder einer vergleichbaren Verfügbarkeitsstudie – können im Rahmen einer Life Cycle Cost-Analyse zur Optimierung der Gesamtkosten verwendet werden. In Abb. 37 ist die Erkenntnis genutzt, dass die resultierende Verfügbarkeit in der Energieübertragung einer H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern (H5-Schaltung) in AIS der Verfügbarkeit einer H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern auf der Transformatorseite (H3-Schaltung) in GIS in etwa entspricht.

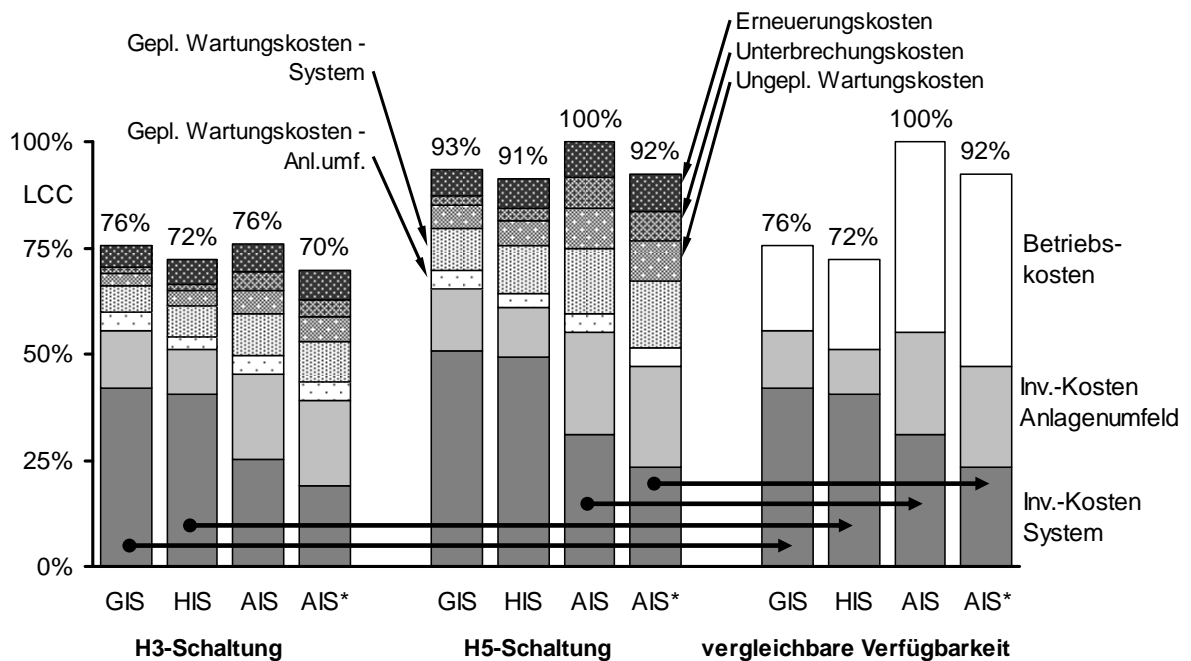


Abb. 37 Optimierung der Life Cycle Cost unter Berücksichtigung der Verfügbarkeitsunterschiede der Anlagentechnologien

Die Betrachtung der Life Cycle Cost im direkten Vergleich AIS zu GIS ergibt in einer H3-Schaltung in 145kV etwa gleiche Kosten zur Variante AIS und in H5-Schaltung etwa gleiche Kosten zur Variante AIS\*, d.h. der in den Systemkosten reduzierten AIS-Variante. Die Grundstückskosten sind dabei jeweils unberücksichtigt. Die jeweilig vergleichbaren Konfigurationen in HIS liegen einige Prozent unter diesen Werten. Im Wesentlichen ist dies durch die geringeren Kosten des Anlagenumfeldes und die geringeren Instandhaltungsaufwendungen des Systemanteils begründet.

Im Verfügbarkeitsorientierten Vergleich der AIS-, HIS- und GIS-Konfigurationen ist eine H3-Schaltung in GIS und HIS mit einer H5-Schaltung in AIS zu vergleichen. In diesem Falle liegen sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten der AIS über denen der gekapselten Technologien GIS und HIS. Während die Investitionskosten der AIS vergleichbar zur GIS und AIS\* zur HIS sind, erreichen die Betriebskosten der AIS im Vergleich zu GIS und HIS etwa den doppelten Wert. Dieser Umstand ist zum einen den höheren geplanten Instandhaltungsaufwendungen der größeren Anzahl von Betriebsmitteln in der H5-Schaltung zuzuschreiben, zum anderen auch den gesteigerten ungeplanten Instandhaltungskosten, da eine größere Anzahl von Leistungs-, Trenn- und Erdungsschaltern zu einer höheren Fehlerquote führt.

Zusätzlich würde sich eine Berücksichtigung des größeren Flächenbedarfes der AIS auswirken. Die Einflüsse der Grundstückskosten werden daher im folgenden Abschnitt untersucht.

### 6.1.3 Grundstückskosten

Neben den bisher im Rahmen der Kosten des Anlagenumfeldes betrachteten Kosten der unterschiedlichen Gewerke und der Montage- und Inbetriebsetzungsaktivitäten haben auch die Grundstückskosten einen Einfluss auf den Investitionskostenanteil der Life Cycle Cost. In den bisherigen Analysen wurde dieser Anteil nicht berücksichtigt, da die Grundstückskosten zu stark von individuellen Gegebenheiten abhängig sind.

Nachfolgende Analyse soll den Einfluss der Grundstückskosten unter verschiedenen Randbedingungen aufzeigen. Es werden drei Fälle unterschiedlicher Besitz- und Kostenstruktur der Anlagengrundstücke betrachtet. Den Fällen werden jeweils typische Werte der Kosten je Fläche zugeordnet:

0 €/m<sup>2</sup>: Das Grundstück befindet sich bereits im Besitz des Betreibers und lässt sich nicht anderweitig vermarkten

100 €/m<sup>2</sup>: ländliche Umgebung

1.000 €/m<sup>2</sup>: Innenstadtlage

In Abb. 38 ist die Auswirkung der Grundstückskosten auf die Life Cycle Cost in Abhängigkeit von Schaltungsart und Nennspannung dargestellt.

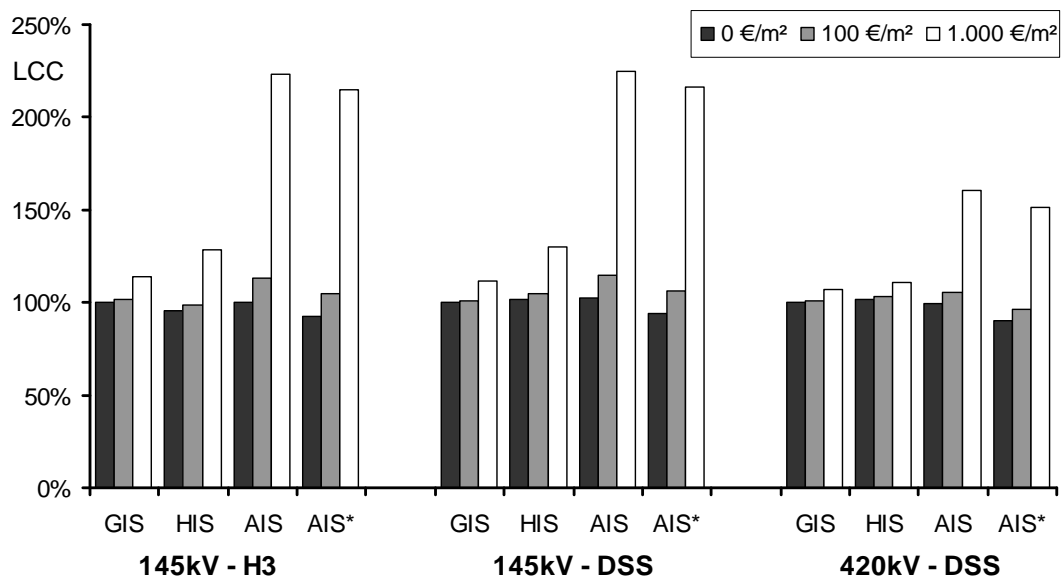


Abb. 38 Einfluss der Höhe der Grundstückskosten auf die Life Cycle Cost<sup>24</sup>

Die Darstellung in Abb. 38 ist auf die Life Cycle Cost der GIS bei 0 €/m² normiert (100%). Erwartungsgemäß ist der Einfluss der Grundstückskosten bei den gekapselten Technologien deutlich kleiner als bei der AIS-Technologie, die einen deutlich größeren Platzbedarf hat. Die vergleichsweise geringen Flächenbedarfe von GIS und HIS führen dazu, dass sich Grundstückskosten von 100 €/m² in den Life Cycle Cost im Vergleich zum Fall der Vernachlässigung der Grundstückskosten nicht signifikant niederschlagen. Die Berücksichtigung wirkt sich in Unterschieden von etwa 2% aus. Diese Grundstückskosten bewirken bei AIS bereits einen Anstieg von etwa 15% bei den 145kV Fallstudien und etwa 4% bei der 420kV-Fallstudie. Die Life Cycle Cost der kostenreduzierten Variante AIS\* liegen jeweils etwa 10% unter denen der AIS. Es ist zu erkennen, dass die Grundstückskosten sich tendenziell stärker bei kleinerem Investitionsvolumen auswirken – der Einfluss bei den 145kV-Anlagen ist stärker als bei der 420kV-Anlage, da die Grundstückskosten bei den 145kV-Anlagen einen größeren Kostenanteil bilden.

Im Falle eines hochpreisigen Grundstücks wird die Wirtschaftlichkeit der AIS deutlich eingeschränkt: Bei Grundstückskosten von 1.000 €/m² erhöhen sich die Life Cycle Cost der AIS auf etwa 220% des ursprünglichen Wertes bei 145kV und auf etwa 160% bei 420kV. Die gekapselten Anlagen verzeichnen in diesem Falle lediglich einen Anstieg 10-15% (GIS) bzw. 12-30% (HIS). Auch hier sind die Auswir-

<sup>24</sup> Die verwendeten Daten zu den angenommenen Grundstücksgrößen können dem Anhang entnommen werden.

H3: H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern

DSS: Doppelsammelschienenanlage mit 5 Feldern

kungen der Grundstückskosten bei den 145kV-Anlagen im Vergleich zu den 420kV stärker.

Unter Berücksichtigung von Grundstückskosten in Höhe von 100 €/m<sup>2</sup> verändert sich die Kostenstruktur der Basisfälle (vgl. Abschnitt 5.8) wie in Abb. 39 dargestellt. Der Einfluss der Grundstückskosten ist beim 145kV-Fallbeispiel analog den obigen Ausführungen höher.

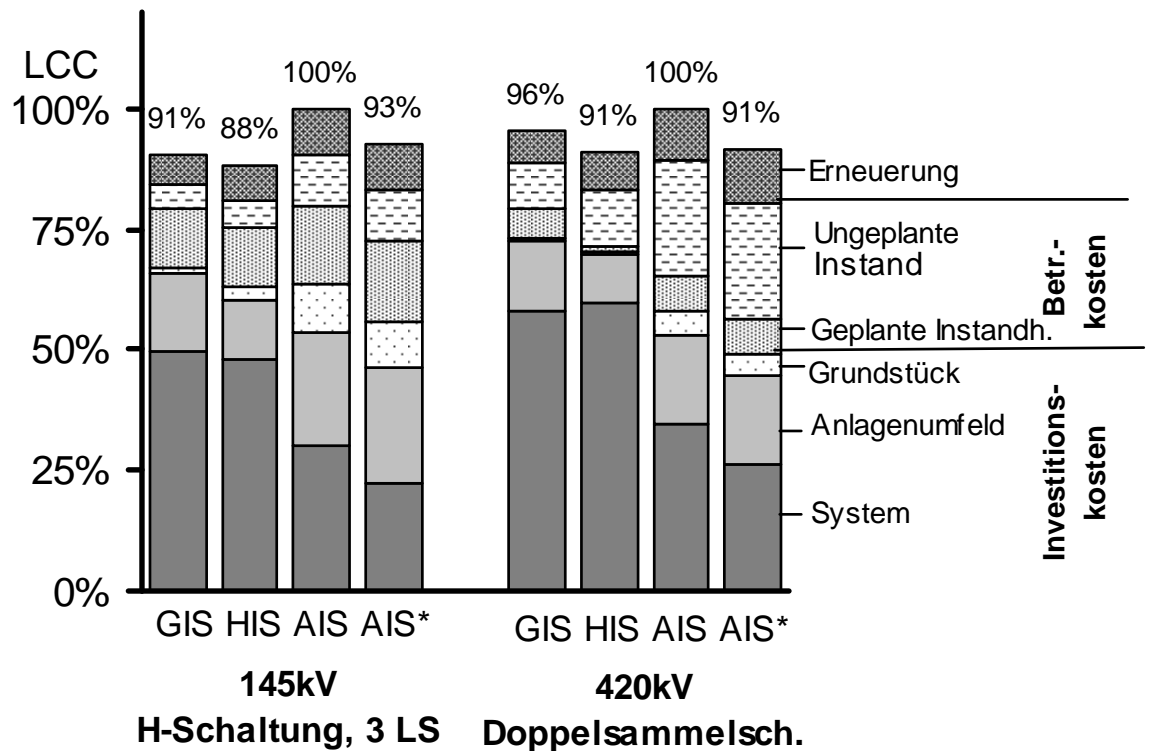


Abb. 39 Kostenstruktur der Musteranlagen unter Berücksichtigung von Grundstückskosten (100 €/m<sup>2</sup>)

Zusammenfassend lässt sich ableiten, dass die Aufwendungen für das Grundstück insbesondere in folgenden Fällen nicht vernachlässigbar sind:

- bei Betrachtung von AIS-Anlagen;
- bei höheren Grundstückskosten;
- bei Anlagen mit geringeren Investitionskosten (hier: 145kV-Anlagen).

Life Cycle Cost-Betrachtungen, die in diesen genannten Fällen die Grundstückskosten nicht berücksichtigen, können zu Fehlentscheidungen führen.

## 6.2 Optimierung der Instandhaltungsstrategie

Die bisher untersuchten Optimierungsansätze zielten im Wesentlichen darauf ab, durch eine optimierte Systemkonfiguration Investitions- und Betriebskosten möglichst niedrig zu halten. Im Folgenden soll untersucht werden, wie die Life Cycle Cost einer bereits definierten Systemkonfiguration durch unterschiedliche Betriebsführung beeinflusst werden kann. Es wird zunächst der Frage nachgegangen, welchen Einfluss die gewählte Instandhaltungsstrategie auf die Life Cycle Cost hat [LAS 04b].

Alle Instandhaltungsstrategien beeinflussen unmittelbar die geplanten Instandhaltungskosten, also die Aufwendungen für Inspektion und Wartung<sup>25</sup>. Diese Aufwendungen lassen sich für die ereignisorientierte und zeitorientierte Instandhaltung gut ableiten. Die mittelbaren Auswirkungen der Instandhaltungsstrategien betreffen die ungeplanten Instandhaltungskosten. Diese Kosten sind ungleich schwieriger abzuschätzen, sie können in Höhe und Frequenz des Auftretens stark differieren. Außerdem sind die aus einer Störung resultierenden Folgekosten nach den Kostenarten sorgfältig abzugrenzen (vgl. Abschnitt 5.5.3.4). Die Auswirkungen der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien werden mit Hilfe zweier Musteranlagen untersucht. Um die Abhängigkeit von der Spannungsebene analysieren zu können, werden identische Doppelsammelschienenaufbauten in 145kV und 420kV ausgewählt. In Abb. 40 sind die Anteile der Instandhaltungsaufwendungen der sechs betrachteten Musteranlagen bezogen auf die Life Cycle Cost des jeweiligen Aufbaus dargestellt.

---

<sup>25</sup> Für die Instandhaltung von Hochspannungsschaltanlagen sind folgende Maßnahmen zu unterscheiden [BAL 98]:

<b>Inspektion</b>	Feststellen und Beurteilen des Ist-Zustandes
<b>Wartung</b>	Bewahren des Soll-Zustandes
<b>Instandsetzung</b>	Wiederherstellen des Soll-Zustandes
<b>Erneuerung</b>	Ersatz nicht mehr nutzbarer Betriebsmittel oder Anlagen

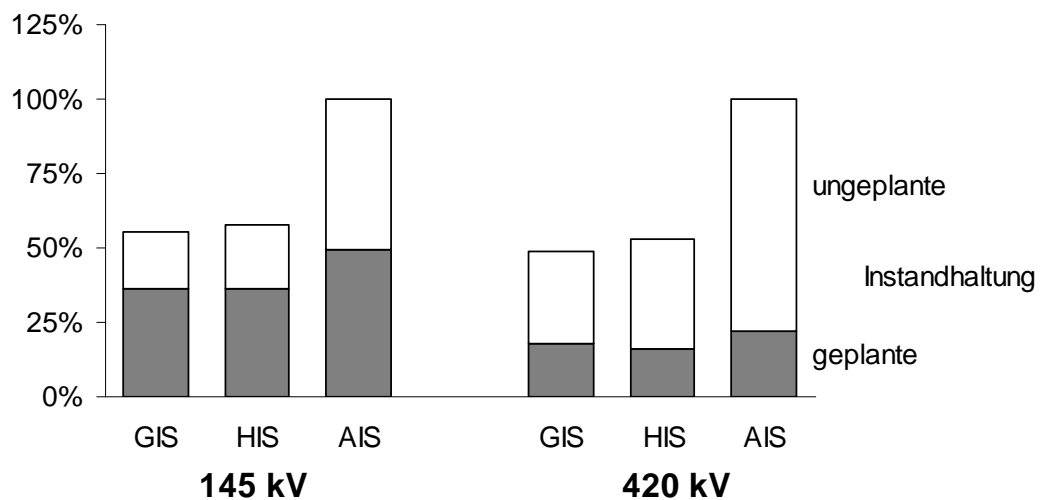


Abb. 40 Verhältnis der geplanten zu ungeplanten Instandhaltungskosten der betrachteten Musteranlagen (Doppelsammelschienenanlage in 145kV bzw. 420kV, Werte bezogen auf Gesamt-Instandhaltungskosten der jeweiligen AIS)

Es lässt sich erkennen, dass der prozentuale Anteil der geplanten Instandhaltungsaufwendungen der 145kV-Anlagen über denen der 420kV-Anlagen liegt. Absolut liegen die geplanten Instandhaltungskosten der 420kV-Anlagen über denen der 145kV-Anlagen, jedoch wird durch das etwa dreifache Investitionsvolumen der 420kV-Anlagen der relative Anteil der geplanten Instandhaltungskosten auf etwa 10% der Life Cycle Cost begrenzt. Die ungeplanten Instandhaltungskosten der 420kV-Anlagen liegen wiederum über denen der 145kV-Anlagen, da in 420kV sowohl die Fehlerrate als auch die übertragene Energie höher sind. Insgesamt beträgt der Anteil der Instandhaltungsaufwendungen der betrachteten Anlagenkonfigurationen etwa 15-30% der Life Cycle Cost.

Die Verteilung zwischen den Anlagentechnologien ist für 145kV und 420kV sehr vergleichbar: Die geplanten Instandhaltungsaufwendungen der GIS liegen im Wesentlichen durch die Instandhaltungsaufwendungen für das GIS-Gebäude über den entsprechenden HIS-Werten. Die geplanten Instandhaltungskosten der AIS liegen über den der HIS, da Pflege des Systemanteils der Freiluftgeräte durch kürzere Wartungszyklen und wegen des größeren Anlagengeländes aufwendiger ist. Bei den ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen wirken sich die in Abschnitt 5.5.3.1 dargestellten gegenläufigen Effekte von geringerer Fehlerrate zu höherer Reparaturzeit der gekapselten Technik im Verhältnis zur AIS-Technologie aus.



### 6.2.1 Instandhaltungsstrategien

Es gilt zu untersuchen, welche Instandhaltungsstrategien formuliert werden können und wie diese Strategieansätze mit Hilfe von Life Cycle Cost-Methoden modelliert werden können. Instandhaltungsstrategien bestehen aus Kombinationen von Aktivitäten wie Inspektionen, Wartungsmaßnahmen, Reparaturen, Ersatzvornahmen. Es können drei Grundformen der Instandhaltungsstrategien unterschieden werden [PIT 01], [BAL 98]:

*Periodische (zeitorientierte) Instandhaltung:*

Es gibt festgelegte Wartungszyklen, der Austausch des Betriebsmittels wird nach einer bestimmten Nutzungsdauer durchgeführt.

*Korrektive (ereignisorientierte) Instandhaltung:*

Es werden Instandhaltungsmaßnahmen nur im Fehlerfall durchgeführt.

*Zustandsorientierte Instandhaltung:*

Der technische Zustand des Betriebsmittels bestimmt den Wartungszyklus.

Aus diesen drei Grundformen lassen sich weitere Instandhaltungsstrategien, wie beispielsweise zuverlässigkeitsorientierte, risikoorientierte oder vorausschauende Instandhaltungsstrategien ableiten.

Das für die Life Cycle Cost-Untersuchung zu verwendende Datenmaterial aus [CIG 94] und [CIG 00] muss zunächst mit den zu untersuchenden Wartungsstrategien abgeglichen werden. Es wird davon ausgegangen, dass das Datenmaterial überwiegend vor dem Hintergrund periodischer Wartungsstrategien entstanden ist. Die Auswerteziträume der verwendeten Cigré-Berichte enden 1991 [CIG 94] bzw. 1995 [CIG 00], so dass davon auszugehen ist, dass noch keine Auswirkungen von zustandsorientierten Wartungsstrategien im Datenbestand zu verzeichnen sind, da diese Strategie noch relativ jung ist. Bei der Beurteilung der ereignisorientierten Instandhaltungsstrategien ist davon auszugehen, dass diese lediglich ein kleinerer Anteil der Anwender verfolgt. In Tab. 25 ist dargestellt, wie sich die drei zu untersuchenden Instandhaltungsstrategien aus dem Cigré-Datenmaterial herleiten lassen.

Im Folgenden werden die Auswirkungen der drei Instandhaltungsstrategien für die sechs Musteranlagen (GIS, HIS und AIS jeweils als Doppelsammelschienenanlage in 145kV und 420kV) untersucht. Die kostenreduzierte Variante AIS\* wird in dieser Analyse nicht dargestellt, da sich die Variation ausschließlich auf den konstanten Anteil der Investitionskosten des Systemanteils bezieht. Die sich ergebenden Graphen der kostenreduzierten AIS\*-Variante lägen jeweils um knapp einen Prozentpunkt unterhalb der Geraden der AIS. Die abzuleitenden Ergebnisse sind somit faktisch gleichwertig.

Instandhaltungsstrategie	geplante Instandhaltungskosten* (Wartungskosten)	ungeplante Instandhaltungskosten* (Störungskosten)	Investment
<b>periodisch</b>	gemäß Cigré-Daten bzw. halbiert	gemäß Cigré-Daten	kein zusätzlicher Aufwand
<b>korrektiv</b>	keine Wartungskosten	erhöht (variabel)	kein zusätzlicher Aufwand
<b>zustandsorientiert</b>	unverändert bzw. halbiert	reduziert (variabel)	zusätzlich für Monitoring

Tab. 25 Randbedingungen zur Analyse der Instandhaltungsstrategien

\*) im Vergleich zu den ausgewerteten Cigré-Basisdaten

### 6.2.2 Periodische Instandhaltung

Die den Cigré-Berichten zugrunde liegenden Betriebsdaten basieren im Wesentlichen auf periodischen Instandhaltungsstrategien. Somit stellt diese Strategie den „Basisfall“ dieser Untersuchungen dar. In Abb. 41 sind die Auswirkungen einer Verdopplung der Wartungsintervalle dargestellt.

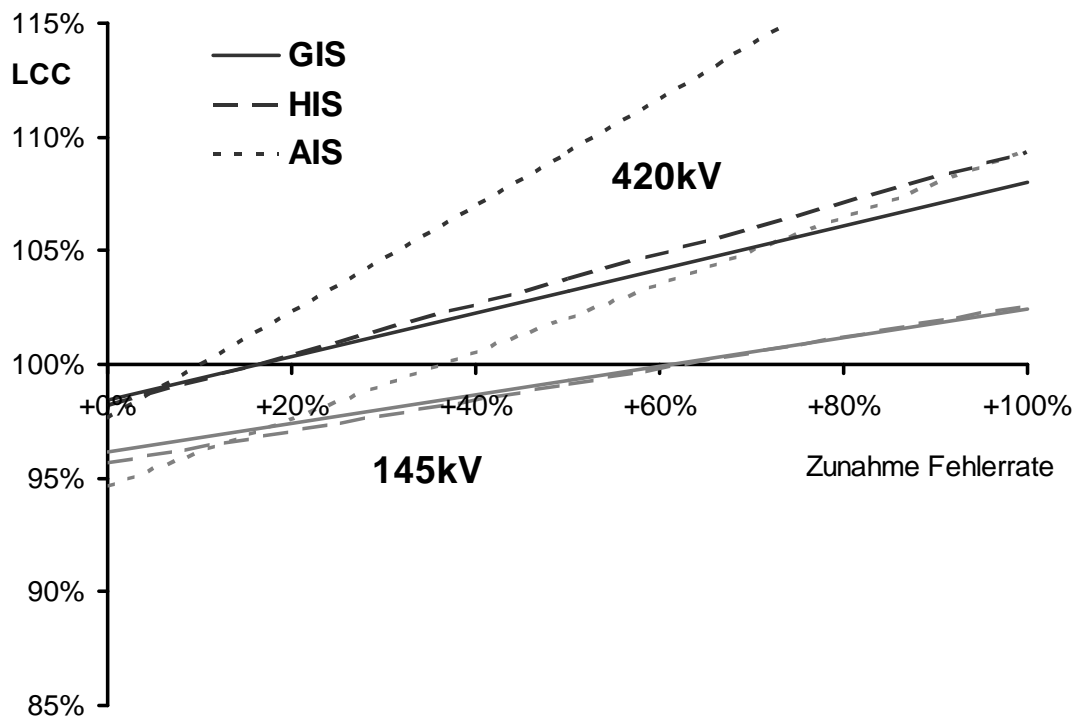


Abb. 41 Auswirkung der Verdopplung der Wartungsintervalle im Falle eines periodischen Instandhaltungskonzeptes

Die Verdopplung der Wartungsintervalle bewirkt zunächst eine Senkung der Life Cycle Cost, da die geplanten Instandhaltungsaufwendungen halbiert werden. Dies wirkt sich im Falle der 420kV-Anlagen in einer Senkung um etwa 2% und im Falle der 145kV-Anlagen in einer Senkung von etwa 4% (GIS und HIS) bzw. etwa 5% (AIS) aus. Die Senkungen in 420kV fallen geringer aus, da hier abermals das höhere Investitionsvolumen in Verbindung mit nicht im gleichen Maße höheren Instandhaltungskosten zu Buche schlägt.

Eine Reduzierung der Wartungsintensität ist jedoch mit einer Steigerung der Fehlerhäufigkeit verbunden. In Abb. 41 ist dargestellt, wie sich eine erhöhte Fehlerrate in höheren Life Cycle Cost auswirkt. Es ist nicht möglich, die durch die reduzierte Wartungsintensität erhöhte Fehlerrate vorauszusagen. In der Analyse geht es vielmehr darum, die Zusammenhänge zu erkennen und auf die individuelle Situation abzubilden. Im Falle der betrachteten Musteranlagen ist zu erkennen, dass bei den 420kV-Anlagen nicht nur der relative Einsparungseffekt durch die Reduzierung der Wartungsintensität geringer ist, sondern auch der Einfluss der Zunahme der Fehlerrate stärker ist.

Die größere Steigung der Geraden der AIS bedeutet eine stärkere Zunahme der Life Cycle Cost bei größeren Fehlerraten. Die höhere Fehlerrate der AIS in Verbindung mit den geringeren Investitionskosten bewirkt, dass der Kostenblock der ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen bei AIS deutlich größer ist als bei GIS und HIS. Die größere Steigung der Geraden der HIS im Vergleich zur GIS deutet prinzipiell auf die gleichen Zusammenhänge hin. Im Falle der 145kV-Anlagen ist die Steigung insgesamt geringer als bei den 420kV-Anlagen, d. h. der Anteil der aus den Störungen resultierenden Kosten ist bezogen auf die Life Cycle Cost geringer.

Es lässt sich erkennen, dass eine Verdopplung der Wartungsintervalle bei den 420kV-Fallstudien bis zu einem Anstieg der Fehlerrate um 10% bei AIS und um 18% bei HIS und GIS wirtschaftlich ist. Bei den 145kV-Anlagen ist die Verdopplung der Wartungsintervalle bis zu einem Anstieg von etwa 35% (AIS) bzw. von etwa 60% (GIS/HIS) wirtschaftlich.

Zusammengefasst lässt sich die Darstellung zur Variation der Instandhaltungsstrategie in Abb. 41 wie folgt interpretieren:

- Der Ordinatenabschnitt ist ein Maß für den Anteil der geplanten Instandhaltungsaufwendungen des Systemteils an den Life Cycle Cost.
- Der Gradient der Geraden ist ein Maß für die durch auftretende Störungen verursachten Folgekosten im Verhältnis zu den Life Cycle Cost.

Die Verringerung der Wartungsintensität kommt also insbesondere bei Anlagen mit verhältnismäßig geringen Investitionskosten und geringen Folgekosten im Falle einer Störung in Frage. Bei geringen Investitionskosten nehmen die geplanten Instandhaltungskosten einen relativen hohen Anteil ein. Insbesondere bei hoch zuverlässigen Systemen wie Hochspannungsschaltanlagen spricht der Effekt auftretender Störun-

gen in zeitlicher Nähe zu der durchgeführten Instandhaltungsmaßnahme für die Reduzierung des Wartungsumfanges. Ausfälle durch unsachgemäß ausgeführte Instandhaltungsarbeiten können die Gesamtfehlerrate der Anlagen signifikant beeinflussen.

### 6.2.3 Korrektive Instandhaltung

Die rein korrektive Wartungsstrategie ist durch den kompletten Entfall der geplanten (präventiven) Wartungsaufwendungen gekennzeichnet. Es handelt sich somit um den Fall einer periodischen Instandhaltungsstrategie mit einem unendlich langen Wartungsintervall. Insofern ähneln sich Vorgehensweise und Auswirkung: Dem Rückgang der geplanten Instandhaltungskosten steht ein Anstieg der ungeplanten gegenüber.

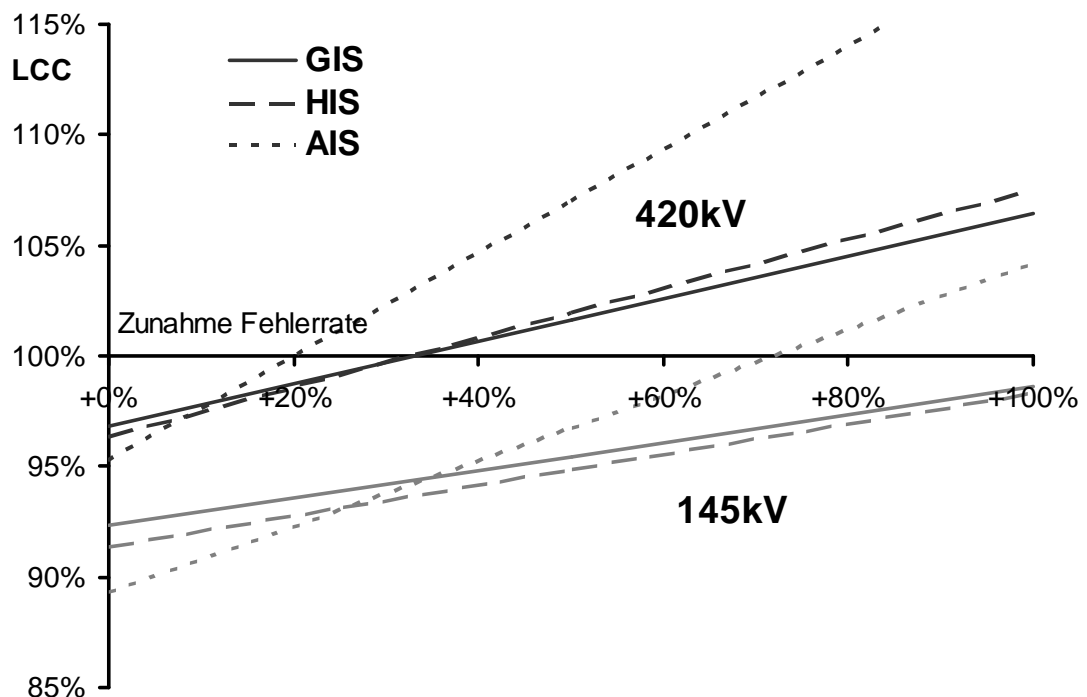


Abb. 42 Auswirkungen eines korrekiven Instandhaltungskonzeptes

Durch die stärkere Einsparung der geplanten Wartungskosten liegen die Durchgangspunkte zu den Ausgangskosten (Abszissenabschnitt) gem. Abb. 42 jedoch später; statt 10% (AIS) bzw. 18% (GIS/HIS) bei den 420kV-Anlagen erst bei 20% bzw. 35%. Im Falle der gekapselten 145kV-Anlagen kann sich die Fehlerrate sogar mehr als verdoppeln (bei GIS sogar verdreifachen), ohne dass der völlige Entfall der geplanten Instandhaltung zu einer Erhöhung der Life Cycle Cost führt.

An diesen Ergebnissen lässt sich ablesen, dass vor dem Hintergrund der hohen Zuverlässigkeit insbesondere der gekapselten Varianten von Hochspannungsschaltanla-

gen eine rein korrektive Instandhaltungsstrategie im Rahmen der Life Cycle Cost-Betrachtung eine wirtschaftliche Alternative darstellt. Die Wirtschaftlichkeit einer korrektiven Instandhaltungsstrategie wird durch die typischen Zuverlässigkeitswerte der führenden Hersteller, die teilweise erheblich über den durch die Cigré ermittelten Werten liegt, noch weiter gesteigert.

In der Realität ist jedoch sorgsam abzuwägen, inwieweit die Auswirkungen einer Störung durch die im Rechenmodell hinterlegten Daten ausreichend beschrieben sind. Die meist von den Herstellern empfohlenen Intervalle von 8 Jahren für Sichtkontrollen und 24 Jahre für Revisionen für gekapselte Anlagen kommen dem Ansatz einer korrektiven Instandhaltungsstrategie allerdings schon sehr nahe. Die hohe Zuverlässigkeit der Ausrüstung ermöglicht dies. Der vollkommene Verzicht auf Inspektionstätigkeiten ist jedoch nicht als praxisrelevant anzusehen, da der Betreiber seiner Sorgfaltspflicht nicht Genüge tun würde. Die Auswirkungen einer rein korrektiven Instandhaltung seien hier vor allem aus Gründen der Systematik dargestellt.

#### 6.2.4 Zustandsorientierte Instandhaltung

Ein dritte im Rahmen der Life Cycle Cost-Analysen betrachtete Instandhaltungsstrategie ist die zustandsorientierte Instandhaltung. Kennzeichnend für diese Instandhaltungsstrategie ist, dass die Wartungsaufwendungen in Abhängigkeit vom Anlagenzustand terminiert werden. Zur Erkennung des Zustandes der Anlage sind geeignete Methoden einzusetzen:

- Die Nutzung der vorhandenen Einrichtungen zur Erkennung des Zustandes wie z.B. Dichtewächter, ggf. Hydraulikdruckmelder oder ähnliches. Diese Einrichtungen weisen im Regelfall nur ein oder zwei Meldestufen auf, so dass eine kontinuierliche Überwachung des Anlagenzustandes nicht gewährleistet werden kann (s. auch „Funktionsmonitoring“).
- Die kontinuierliche Überwachung durch das Betriebspersonal. Laufende Überwachung geeigneter Parameter zur Beurteilung des Zustandes. Es sind über den üblichen Umfang der Ausstattung der Anlagen hinaus Überwachungseinrichtungen erforderlich (Weg-/Zeitaufnehmer, Stromaufnehmer u.ä.).
- Die Investition in zusätzliche Monitoringeinrichtungen. Unterschiedliche Methoden liefern kontinuierliches Datenmaterial, das durch automatisierte Auswertungen zur Verringerung der Fehlerrate führen sollen.

Für die folgende Analyse wird die Variante der Ausstattung mit Monitoringeinrichtungen untersucht, da diese Variante die konsequenteste zur Realisierung der zustandsorientierten Instandhaltung ist.

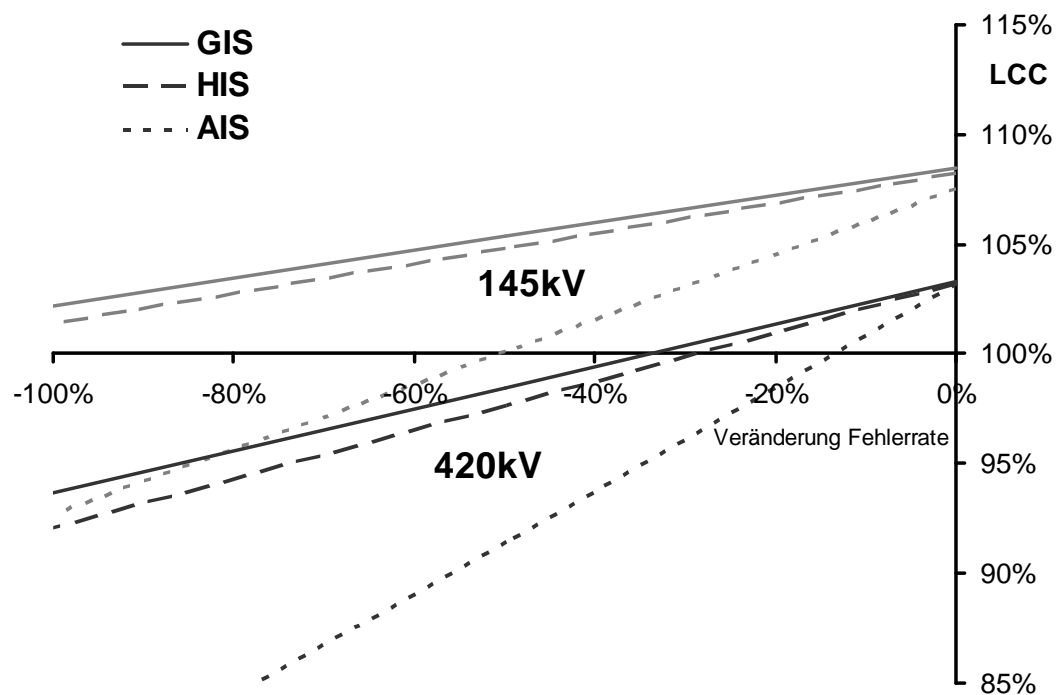


Abb. 43 Zustandorientiertes Instandhaltungskonzept bei unveränderter geplanter Wartungsintensität

Ähnlich wie bei den Betrachtungen des periodischen und korrektiven Instandhaltungskonzeptes sollen die Auswirkungen der zustandsorientierten Instandhaltung über der vermuteten Veränderung der Fehlerrate dargestellt werden. Abb. 43 lässt sich entnehmen, dass die Monitoringeinrichtungen zunächst zu einer Erhöhung der Life Cycle Cost führen.

In den betrachteten Fallstudien sei von einer Investition in ein Monitoringverfahren ausgegangen, das die zentralen Funktionen der Leistungsschalter sowie Trenn- und Erdungsschalter überwacht. Die konkreten Auswirkungen unterschiedlicher Monitoringverfahren wird in Abschnitt 6.3 dargestellt, in diesem Abschnitt geht es um die exemplarische Darlegung eines typischen Monitoringverfahrens.

Der Einfluss der Beschaffungskosten der Monitoringverfahrens tritt bei den 145kV-Anlagen stärker zu Tage, obwohl berücksichtigt wurde, dass 420kV-Anlagen einpolig gekapselt sind und in der Regel einpolig betriebene Antriebe aufweisen. Das Investitionsvolumen in die Monitoringeinrichtung ist hier höher, ist jedoch bezogen auf die Investitionsaufwendungen der gesamten Anlage kleiner. Die Life Cycle Cost steigen um etwa 3% (420kV-Anlagen) bzw. etwa 8% (145kV-Anlagen).

Zunächst sei davon ausgegangen, dass das Monitoringverfahren zwar zu einer Reduktion der Fehlerrate führt – entstehende Störungen können durch das Monitoringverfahren rechtzeitig erkannt werden –, die Aufwendungen in geplante Instandhaltungsmaßnahmen jedoch unverändert bleiben. Die Maßnahmen werden jetzt zwar nicht mehr periodisch ausgeführt, müssen jedoch anlassbezogen umgesetzt werden.

In einem zweiten Schritt soll die Intensität der Wartung variiert werden, um den Einfluss dieses Parameters zu erkennen (vgl. Abb. 44).

In Abb. 43 ist zu erkennen, dass der Rückfluss der Investitionen in das Monitoringverfahren bei den 145kV-Anlagen selbst bei vollkommener Fehlerfreiheit der Anlage (Veränderung der Fehlerrate: -100%) nur bei der AIS-Anlage erreicht werden kann. Die stärkere Steigung der Geraden der 420kV-Anlagen ist durch die höheren Folgekosten begründet. Ab einer Reduzierung der Fehlerrate durch das eingesetzte Monitoringverfahren um etwa 15% (AIS) bzw. 30% (GIS/HIS) ist der Bereich der Wirtschaftlichkeit erreicht.

Die in Abb. 44 dargestellte Annahme, dass sich durch den Einsatz eines Monitoringverfahrens neben der Fehlerrate auch die erforderliche Intensität der geplanten Wartungsmaßnahmen reduziert, führt zu einem noch schnelleren Erreichen der Wirtschaftlichkeit.

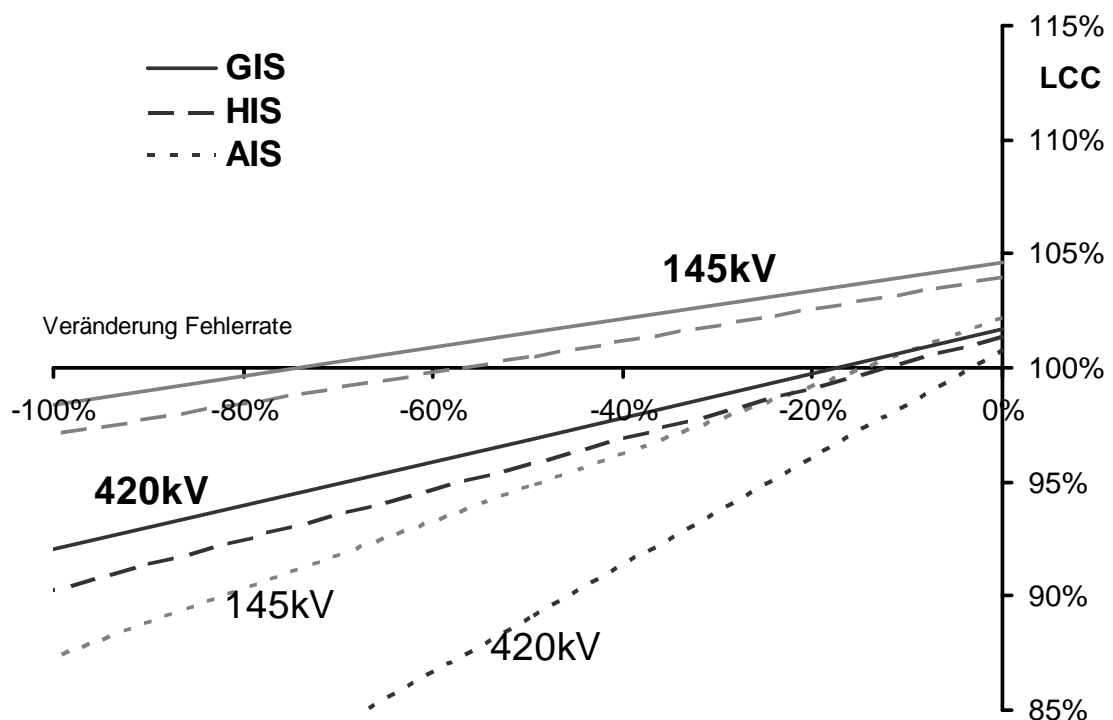


Abb. 44 Zustandsorientiertes Instandhaltungskonzept bei halbierter geplanter Wartungsintensität

Die Fehlerrate muss im Falle der gekapselten 145kV-Anlagen nur noch um 75% (GIS) bzw. 60% (HIS) fallen, um das Instandhaltungskonzept wirtschaftlich werden zu lassen. Im Falle der AIS in 145kV kompensieren sich die Aufwendungen für Monitoringverfahren und reduzierte Wartungskosten viel schneller, so dass das angesetzte Monitoringverfahren bereits nach einer Reduktion der Fehlerrate um etwa 15% wirtschaftlich ist. Die geplanten Instandhaltungsaufwendungen sind bei dieser Anlage am höchsten.

Die 420kV-Musteranlagen erreichen den Bereich der Wirtschaftlichkeit abermals früher, da die zusätzlichen Investitionen erneut relativ kleiner sind. Der Anteil der geplanten Instandsetzungsaufwendungen ist im Vergleich zu den entsprechenden Kosten der 145kV-Anlagen kleiner, so dass sich die relative Differenz zwischen den beiden Gruppen der Fallstudien im Ordinatenabschnitt verkleinert. Eine Reduktion von 15% bis knapp 20% genügt, um die gekapselten 420kV-Anlagen nach den hier getroffenen Annahmen mit dem Monitoringverfahren wirtschaftlich arbeiten zu lassen. Abermals reicht bei AIS eine sehr geringe Reduktion der Fehlerrate (bei 420kV um etwa 5%), um den Einsatz der Monitoringverfahren wirtschaftlich werden zu lassen.

Die Steigung der Geraden der HIS ist in allen Fällen größer als die der GIS, da das im Modell vorgesehene Freiluftkorrektiv in Höhe von 10% zu entsprechend erhöhten Fehlerraten der HIS-Technologie führt. Entsprechend wirkt sich eine Reduktion der Fehlerrate stärker aus. Es bleibt auch zu diesen Beispielen anzumerken, dass eine höhere Zuverlässigkeit der betrachteten Anlagen – wie sie bei den führenden Herstellern der Fall ist – dazu führt, dass die Wirtschaftlichkeit der Instandhaltungsstrategie deutlich schwerer zu erreichen ist.

Es ist jedoch fraglich, ob durch den Einsatz eines Monitoringverfahrens die geplanten Instandhaltungsaufwendungen halbiert werden können. Bei dieser Betrachtung wurden Instandhaltungs- oder Erneuerungsaufwendungen in das Monitoringverfahren nicht berücksichtigt. Die in diesem Abschnitt dargelegte Analyse stellt einen auf Life Cycle Cost basierenden Vergleich der unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien dar. Eine genauere Analyse der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Monitoringverfahren wird im folgenden Abschnitt durchgeführt.

## 6.3 Optimierung durch Monitoring- und Diagnoseverfahren

Die im vorherigen Abschnitt eingeführte zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie kann mit unterschiedlichen Monitoringverfahren realisiert werden. Seit einigen Jahren bieten die Hersteller von Hochspannungsschaltanlagen entsprechende Monitoring- und Diagnoseverfahren an. Die Monitoringverfahren werden dabei eingesetzt, um den aktuellen Betriebszustand des technischen Systems zu erkennen und mit Hilfe des Diagnoseverfahrens auf dessen Alterungsverhalten zu schließen.

Bislang hat es sich als sehr schwierig erwiesen, die Wirtschaftlichkeit dieser Verfahren zu ermitteln und die unterschiedlichen Verfahren vor dem Hintergrund der Wirtschaftlichkeit miteinander zu vergleichen. Dem zusätzlichen Investitionsaufwand in die Monitoring- und Diagnoseeinrichtungen steht ein bislang nur ungenau zu bewertender Nutzen während der Einsatzphase gegenüber. Es wird im Folgenden darge-



stellt, welchen Einfluss der Einsatz einiger typischer Monitoring- und Diagnoseverfahren auf die Life Cycle Cost einer Hochspannungsschaltanlage hat [LAS 04a], [LAS 04d].

Es wird im Einzelnen auf die Eigenschaften unterschiedlicher Monitoringverfahren eingegangen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die dazugehörigen Diagnoseverfahren im ausreichenden Maße zur Ableitung der erforderlichen Informationen herangezogen werden, ohne dass diese Diagnoseverfahren im Einzelnen dargelegt werden. Das Kernsystem zur Erfassung des aktuellen Betriebszustandes bildet das Monitoringverfahren.

### 6.3.1 Monitoringverfahren

Zunächst gilt es die zur Verfügung stehenden Monitoringverfahren zu identifizieren und zu bewerten. Im Anschluss an die technische Auswahl der Monitoringverfahren sind die Investitions- und Betriebskosten der Systeme für die zu betrachtenden Mutteranlagen sowie die Auswirkungen auf die Fehlervermeidung abzuschätzen.

Bei den Betrachtungen ist auch zu berücksichtigen, dass die Monitoringverfahren selbst ebenfalls Wartungsaufwendungen verursachen und eine Lebensdauer aufweisen, die im Allgemeinen unterhalb der der primärtechnischen Systeme liegt. Der Ansatz über Life Cycle Cost macht es möglich, die gegenläufigen Effekte der Fehlererkennung und höheren Instandhaltungsbedarfe gegeneinander abzuwägen. Beispielsweise weisen GIS im Vergleich zu handbetriebenen AIS gleicher Konfiguration etwa 2,5-mal soviel Leitungsanschlüsse durch die Nutzung von Motorantrieben für Trenn- und Erdungsschalter auf. Der höheren Störanfälligkeit des aufwendigeren Systems gegenüber steht ein einfaches Monitoringsystem, das durch diese Vorrichtungen die Möglichkeit zu Überwachung, Verriegelung und Alarmen erst eröffnet. Der ökonomische Nutzen konnte jedoch nicht quantifiziert werden [PEA 85]. Die hier vorgestellte Betrachtung soll eine Methodik vorstellen, die dies erlaubt.

Folgende Monitoring Systeme werden in die Betrachtung einbezogen:

- SF<sub>6</sub>-Gas-Monitoringsystem
- mechanisch/elektrisches Monitoringsystem („Funktions-Monitoring“)  
(incl. SF<sub>6</sub>-Monitoring, ohne TE-Monitoring)
- UHF-Teilentladungs-Monitoringsystem

Im Einzelnen zeichnen sich die Monitoringverfahren durch folgende Eigenschaften aus:

### **SF<sub>6</sub>-Monitoring**

Das SF<sub>6</sub>-Monitoringverfahren ist ein einfaches Verfahren, das mit geringen Investitionskosten verbunden ist, aber nur eingeschränkt Daten für eine Bewertung des Betriebszustandes liefert. Es werden elektronische Sensoren zur Temperatur- und Druckmessung in den Gasräumen eingesetzt. Die Daten werden periodisch ausgelesen und elektronisch archiviert, so dass eine Trendanalyse-Aussage bezüglich der Gasdichte der Anlagen-Gasräume möglich ist. Auffällige Veränderungen wie auftretende Leckagen können so rechtzeitig erkannt werden und auf einen potenziellen Ausfall der Anlage frühzeitig hinweisen.

### **Funktions-Monitoring**

Das Funktions-Monitoring überwacht die wesentlichen Funktionen vor allem der aktiven Komponenten, wie Leistungsschalter sowie Trenn- und Erdungsschalter. Die eingesetzten digitalen Module dienen gleichzeitig der Steuerung der Betriebsmittel und bieten beispielsweise die Überwachung der Schaltstellung, der Schaltzeiten, von Weg-Zeit-Kurven der Schalthandlungen, der Antriebsmotorspannung, des Antriebsmotorstroms sowie Auslösestrom und -spannung. Aus Veränderungen der Daten, zum Beispiel der Weg-Zeit-Kurven, lässt sich auf den Zustand der Schaltgeräte und ihrer Antriebsvorrichtungen schließen. Aussagen bezüglich der Schaltkontakte lassen sich hiervon nicht ableiten.

### **UHF-TE-Monitoring**

Die in GIS-Anlagen einsetzbaren TE-Monitoringsysteme erkennen unterschiedlichste Teilentladungen, die drohende Störlichtbögen ankündigen können. TE-Monitoringsysteme, die auf einer TE-Detektion im UHF-Bereich (400MHz-2GHz) basieren, bieten den Vorteil einer geringeren Empfindlichkeit für Umgebungsstörungen (z. B. Koronaentladungen auf Freileitungen). Der Einsatz von antennenartigen Sonden im Inneren der Gasräume ermöglicht die sicherste Betriebsführung des Monitoringsystems. Alle betriebsrelevanten Teilentladungen können mit diesen Systemen sicher und rechtzeitig erkannt werden. Für die Bewertung der Fehlercharakteristika sind neben den leistungsfähigen Diagnosesystemen nach wie vor Beurteilungen durch Experten erforderlich. Da Isolationsfehler teilweise auch ohne vorherige Teilentladungen auftreten können, können jedoch nicht alle Fehler vermieden werden [BRE 04], [FEG 01], [LAS 04a].

### 6.3.2 Analyse der Monitoringverfahren

Für die wirtschaftlichen Betrachtungen im Rahmen der Life Cycle Cost-Analyse ist zunächst zu ermitteln, welche der potenziellen Fehler mit welchem System und mit welcher Quote erkannt und vermieden werden können. Im Rahmen dieser Untersuchung werden die in Tab. 26 dokumentierten Vermeidungsraten berücksichtigt. Da TE-Monitoring-Verfahren nur bei gekapselten Anlagentechnologien anwendbar sind, seien die hier diskutierten Fälle ausschließlich am Beispiel einer GIS dargestellt.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Monitoringverfahrens sind neben den Vermeidungsraten, die den Ertrag aus dem Monitoringverfahren widerspiegeln, die Aufwendungen zu bestimmen. Hier ist eine ähnliche Kostenstruktur wie bei der Life Cycle Cost-Analyse der Schaltanlage anzusetzen: Neben den Investitionskosten sind die Betriebskosten zu bestimmen, die in diesen Rechnungen auf die geplanten Instandhaltungsaufwendungen beschränkt sind. Bei einem Monitoringverfahren mit einem beispielhaften Investitionsvolumen von 100.000 € werden Wartungskosten in Höhe von 5.000 € alle 5 Jahre angenommen. Bei einer angesetzten Lebensdauer des Systems von 20 Jahren und einer Kapitalwertrechnung über diesen Zeitraum ergeben sich auf heutigen Wert abgezinste Wartungskosten von etwa 9.790 €. Die Wartungskosten der Monitoringsysteme werden daher pauschal mit 10% des Beschaffungswertes angesetzt.

Fehlerverhalten		Anteil*	Monitoringverfahren		
			SF <sub>6</sub> -Monit.	Funk.-Monit.	TE-Monit.
mech.	Antriebe (Motor, Pumpen, Energiespeicher)	23%		40% **	
	Steuerung, Schutz und Hilfsspannungskompon.	12%		40% **	
	SF <sub>6</sub> -Gas (Undichtigkeiten, Dichteüberwachung)	9%	70% **	70% **	
elektr.	Komponente auf Hochspannungspotenzial	16%			55% ***
	Isolation gegen Hochspannung (Feststoff, Gas)	24%			55% ***
	Unterbrechereinheit	8%			55% ***
Unbekannt oder andere		8%			
Vermeidungsrate			6%	21%	27%

Tab. 26 Fehlerverteilung gem. [CIG 00] und deren Vermeidungsraten mit Monitoringverfahren<sup>26</sup>

Die Wirtschaftlichkeit der Monitoringverfahren ist gegeben, wenn die zusätzlichen Investitions- und Wartungsaufwendungen des Monitoring- und Diagnoseverfahrens durch verminderte Fehlerkosten (Störungsbeseitigungskosten + Unterbrechungskosten) mindestens kompensiert werden. Dabei ist die Wirtschaftlichkeit stark von den durch einen Störfall ausgelösten Folgekosten abhängig. Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Monitoringverfahren erfolgt daher in Form einer Parameteranalyse. In Abb. 45 und Abb. 46 sind daher drei typische Fälle möglicher Auswirkungen einer Unterbrechung der Energieversorgung dargestellt. Die in Tab. 27 dargestellten Folgekosten im Falle einer Unterbrechung der Energieübertragung sind gemäß Abschnitt 5.5.3.4 nach dem entgangenen Gewinn aus der Energieübertragung und einer Vertragsstrafe unterschieden. Im Einzelfall können noch viel höhere Kosten aus der Unterbrechung der Energieübertragung entstehen (z.B. Folgekosten der betroffenen Abnehmer, weit reichende volkswirtschaftliche Schäden oder schwer quantifizierbarer Imageschaden). Diese Daten, die mehrere Euro je kWh erreichen können, sind individuell zu ermitteln und in einer alternativen Rechnung entsprechend zu berücksichtigen.

<sup>26</sup> Datenherkunft: \*: [CIG 00]; \*\*: [BAL 05], Annahmen; \*\*\*: [CIG 98]

		<b>ohne Folgekosten</b>	<b>durchschnittliche Folgekosten</b>	<b>gravierende Folgekosten</b>
Entgangener Gewinn	[ct/kWh]	0,0	2,5	5,0
Vertrags- strafe	[€/h]	0	0	20.000

Tab. 27 Angenommene Varianten der Folgekosten bei Unterbrechungen der Energieversorgung

Die Auswertung der Musterrechnungen für das Beispiel der 145kV-Doppelsammelschienenanlage zeigt, dass die zusätzlichen Aufwendungen für das Monitoringverfahren im betrachteten Fall nicht erwirtschaftet werden. Im Falle der Musterrechnung ohne Folgekosten gemäß Abb. 45 führt der Einsatz des Monitoringverfahrens zwar dazu, dass die direkten Störungsbeseitigungskosten durch die Vermeidung von Störfällen reduziert werden, jedoch liegt die Kostenreduzierung deutlich unter den zusätzlichen Aufwendungen in Investition und Betrieb des Monitoringverfahrens. Wie bereits ausgeführt, sind bei den Betriebskosten der Monitoringverfahren die ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen nicht berücksichtigt, da für Fehlerrate und Reparaturkosten der Monitoringverfahren keine ausreichende Datenbasis zur Verfügung steht. Die Berücksichtigung dieser Kosten würde zu einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führen.

Selbst die Berücksichtigung der durchschnittlichen Folgekosten führt zu keiner wesentlichen Veränderung, da die im Rahmen der 145kV-Anlage angesetzten Folgekosten vergleichsweise gering sind. Ohne ein Fehlervermeidungssystem macht diese Kostenart etwa 3% der Life Cycle Cost aus. Im Vergleich zur 420kV-Fallstudie ist sowohl die in dieser Spannungsebene übertragene Energiemenge kleiner als auch die Fehlerrate geringer. Lediglich der Ansatz der gravierenden Folgekosten zeigt bei einigen Monitoringverfahren eine nahezu ausgewogene Life Cycle Cost-Bilanz: Vor allem die in Beschaffung und Betrieb kostengünstigen Verfahren wie SF<sub>6</sub>-Monitoring und Funktions-Monitoring können ansatzweise kostenneutral eingesetzt werden.

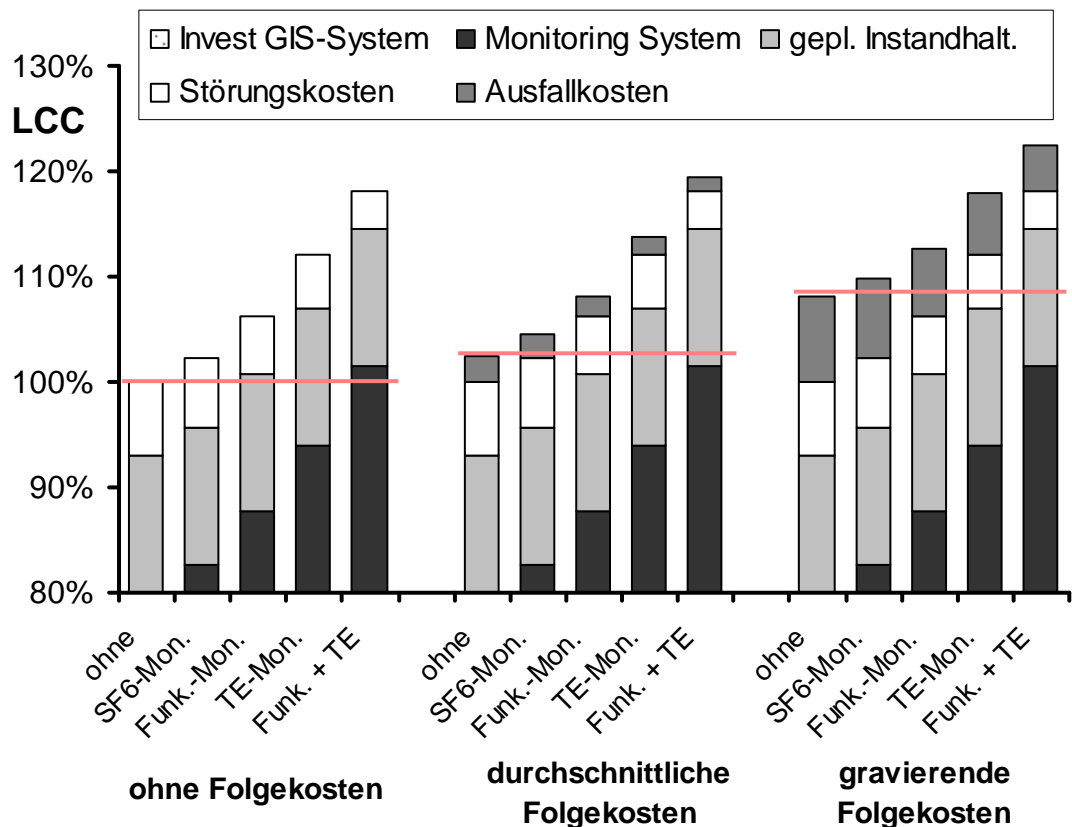


Abb. 45 Einfluss verschiedener Monitoringverfahren bei unterschiedlichen Folgekosten auf die Life Cycle Cost der 145-kV-GIS-Musteranlage (Doppelsammelschiene)

Im Vergleich dazu erreicht die in Abb. 46 dargestellte Auswertung der 420kV-Fallstudie bereits bei durchschnittlichen Folgekosten eine ausgeglichene Life Cycle Cost-Bilanz. Jedoch besteht hier aufgrund der stochastischen Verteilung der Fehler in Anlage und Monitoringverfahren ein erhebliches Kostenrisiko. Lediglich im Falle der gravierenden Folgekosten lässt sich insbesondere bei den aufwendigen Monitoringverfahren ein wirtschaftlicher Nutzen ableiten. Die hohen Folgekosten in diesem Fall lassen die erhöhten Investitions- und Betriebskosten in den Hintergrund treten. Die Wirtschaftlichkeit wird vielmehr durch die erhöhte Vermeidungsrate insbesondere des kombinierten Funktions- und TE-Monitoringverfahrens gesteigert.

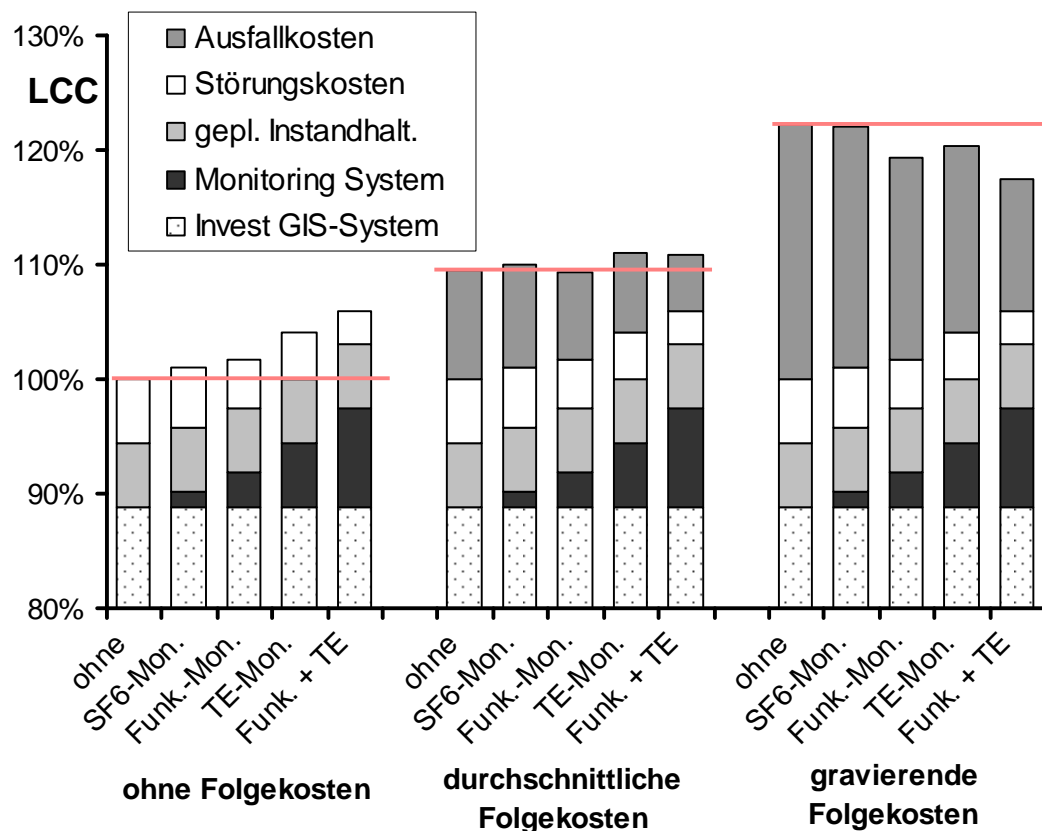


Abb. 46 Einfluss verschiedener Monitoringverfahren bei unterschiedlichen Folgekosten auf die Life Cycle Cost der 420-kV-GIS-Musteranlage (Doppelsammelschiene)

Die vorgestellten Ergebnisse gelten bei Verwendung der in [CIG 00] veröffentlichten Zuverlässigkeitsdaten. Üblicherweise weisen die aktuellen Anlagen der führenden Hersteller eine höhere Zuverlässigkeit auf, wodurch sich die Anzahl der potenziell vermeidbaren Fehler verringert und somit eine Amortisation schwerer erreichbar ist.

Eine weitere Untersuchung des Einflusses der Höhe der Folgekosten ist in Abb. 47 dargestellt. Für den Fall der 420kV-Fallstudie ist der Parameter „Entgangener Gewinn aus der Energieübertragung“ von 0 ct/kWh bis 5 ct/kWh variiert. Es ist deutlich erkennbar, dass das Verfahren mit den geringsten Aufwendungen – das reine SF<sub>6</sub>-Monitoring – am geringsten von der Höhe der Folgekosten abhängig ist. Die Auswirkungen auf die Life Cycle Cost bleiben gering.

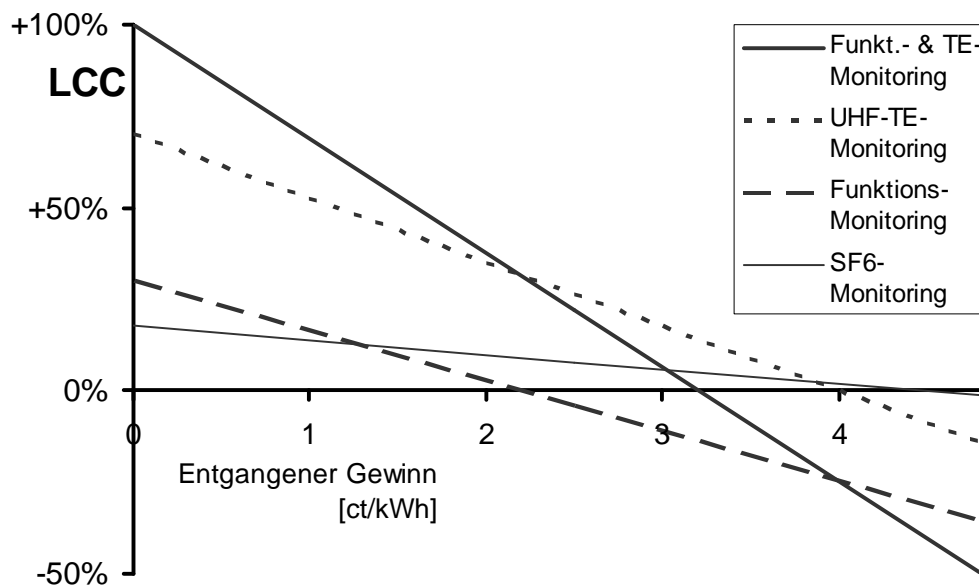


Abb. 47 Wirtschaftlichkeit der Monitoringsysteme in Abhängigkeit von der Höhe der Folgekosten der 420kV-GIS-Musteranlage (Doppelsammelschiene)

Es zeigt sich, dass sich durch eine gezielte Analyse der Einsatzbedingungen der Hochspannungsschaltanlage und die möglichst genaue Abschätzung der resultierenden direkten und indirekten Kosten einer Störung ein optimiertes Monitoringkonzept erarbeiten lässt.

Beispielsweise ist es denkbar, mit geringen Aufwendungen den Einsatz eines Monitoringsystems vorzubereiten, zum Beispiel durch die Ausrüstung mit TE-Monitoringsonden im Rahmen der Fertigung der Anlage. Zu einem späteren Zeitpunkt besteht dann die Möglichkeit zur kostengünstigen Erweiterung mit einem vollständigen Monitoring- und Diagnoseverfahren. Eine Nachrüstung ohne die bei der Fabrikation geleistete Vorbereitung ist unverhältnismäßig teuer und zuweilen in der technischen Funktionsweise eingeschränkt.

Eine Untersuchung des Parameters „Entgangener Gewinn aus der Energieübertragung“ und damit der Höhe der Folgekosten für die 145kV-Fallstudie ergeben die in Abb. 48 dargestellten Zusammenhänge.



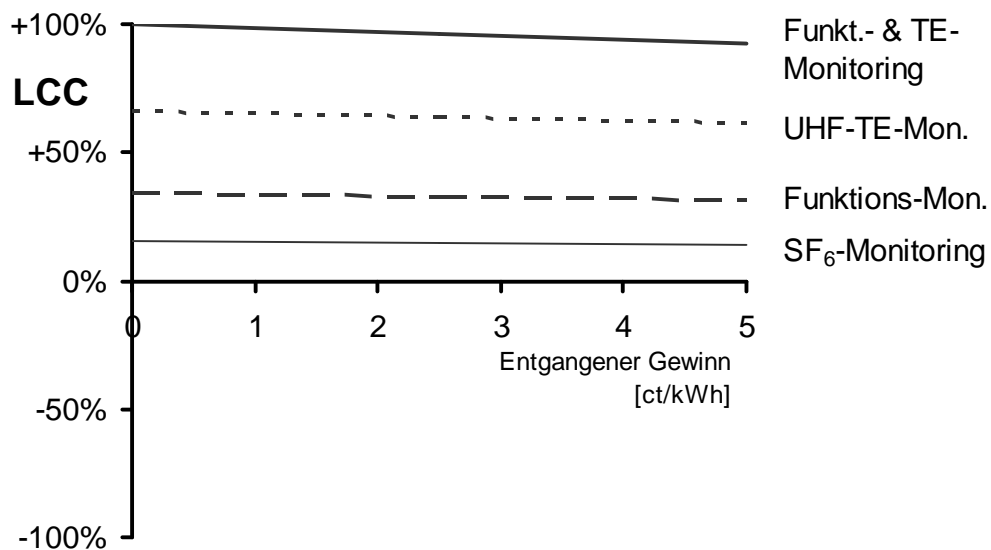


Abb. 48 Wirtschaftlichkeit der Monitoringsysteme in Abhängigkeit von der Höhe der Folgekosten der GIS 145kV-Musteranlage

Es lässt sich deutlich erkennen, dass in dieser Spannungsebene ein Monitoringsystem offensichtlich nur unter extremen Randbedingungen einen wirtschaftlichen Betrieb erlaubt. Der Bereich des wirtschaftlichen Einsatzes eines Monitoringverfahrens ergibt sich erst bei relativen Life Cycle Cost kleiner 0% und wird erst bei sehr hohen Werten des entgangenen Gewinns erreicht.

### 6.3.3 Zusammenfassung Monitoringverfahren

Die Analysen haben gezeigt, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Monitoringverfahren gut mit Life Cycle Cost-Methoden analysieren lassen. Im Wesentlichen ist die Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Verfahren von der Höhe der vermiedenen Folgekosten und den Investitionskosten des Monitoringsystems abhängig. Je höher die Folgekosten sind oder je höher die Fehlerrate der Schaltanlage, desto schneller amortisiert sich das Monitoringsystem. Jedoch zeigen die Ergebnisse auf, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Monitoringverfahren nur in speziellen Fällen erreichen lässt. Dies ist bei Anlagen der Fall, bei denen im Falle einer Unterbrechung der Energieversorgung mit gravierenden Konsequenzen zu rechnen ist, beispielsweise durch Vertragsstrafen oder Pönalen.

Die hohe Zuverlässigkeit der derzeitigen GIS-Technologie macht den Einsatz von Monitoringverfahren in der Regel jedoch nicht erforderlich. Ein ungeeignetes Monitoringsystem kann sogar dazu führen, dass die hohe Zuverlässigkeit der Anlagentechnik verschlechtert wird, da Lebensdauer und Zuverlässigkeit der GIS-Anlage deutlich über den Werten des Monitoringsystems liegen. Monitoringsysteme können eine hohe Grundzuverlässigkeit der Hochspannungsschaltanlage nicht ersetzen, sie können sie lediglich in außergewöhnlich wichtigen Fällen weiter absichern.

## 6.4 Optimierung des Erneuerungszeitpunktes

Die lange Lebensdauer von Hochspannungsschaltanlagen lässt Überlegungen zu einer angemessenen Erneuerungsstrategie als wenig relevant erscheinen. Insbesondere jedoch gilt es für den Ersatz derzeitig noch in Betrieb befindlichen Anlagen älterer Generationen, Ansätze zu erarbeiten, die es unter Berücksichtigung der Gesamtkosten erlauben, einen optimalen Erneuerungszeitpunkt zu finden. Grundlage für die Untersuchungen bildet die Eigenschaft von technischem Gerät, mit zunehmender Betriebsdauer störanfälliger und wartungsintensiver zu werden. Weiterhin können neuere Generationen des betrachteten technischen Gerätes aufgrund des technischen Fortschritts wartungsärmer und störungsresistenter sein.

Das Ziel dieser Untersuchungen ist es, die Life Cycle Cost unter Berücksichtigung veränderter Instandhaltungskosten und der Aufwendungen des Neu-Investments zu minimieren. Grundsätzlich sind zwei Vorgehensweisen denkbar: Der Ersatz einer Schaltanlage durch die entsprechende Technologie neuerer Generation oder der Ersatz der Schaltanlage unter gleichzeitiger Veränderung der eingesetzten Technologie – zum Beispiel der Ersatz einer konventionellen Freiluftschaltanlage durch eine Anlage in gekapselter Technologie.

Für beide Fälle sind die Veränderungen der Betriebskosten durch die Erneuerung zu betrachten. Folgende Aspekte sind dabei zu berücksichtigen:

- Höhere Zuverlässigkeit der neuen Technologie wegen technischen Fortschritts
- Verringerte Zuverlässigkeit der neuen Technologie durch Frühausfälle einer jungen Technologie
- Verringerte Zuverlässigkeit der alten Technologie durch Alterungserscheinungen
- Erhöhte Ersatzteilkosten der alten Technologie durch aufwendigere Beschaffung
- Erhöhte Reparaturkosten der alten Technologie durch geringe Anzahl von Technologiekennern
- Längere Ausfallzeiten der alten Technologie durch erschwerte Ersatzteilversorgung
- Erhöhter Wartungsbedarf der alten Technologie durch Verschleißerscheinungen

Diese Parameter sind für eine individuelle Erarbeitung eines optimierten Erneuerungszeitpunktes einzeln abzuschätzen. Einen Hinweis auf die anzusetzende Größenordnung liefert [CIG 94] für den Aufwand zu den geplanten Instandhaltungsmaßnahmen von Leistungsschaltern. Die Working Group 13.06 hat zwei Umfragen zur Zuverlässigkeit und zu den Wartungsstrategien von Leistungsschaltern durchgeführt. Die erste Umfrage wurde in den Jahren 1974-1977, die zweite in den Jahren 1988-1991 durchgeführt. Der Vergleich der Ergebnisse der beiden Umfragen ergibt Anhaltspunkte bezüglich der Verringerung der Wartungsaufwendungen in Abhängigkeit der Weiterentwicklung von Technologiegenerationen (vgl. Tab. 28). In der ersten

Umfrage waren Leistungsschalter aller Technologien vertreten (Ölarme Schalter, Zweidruck-SF<sub>6</sub>-Schalter, Eindruck-SF<sub>6</sub>-Schalter), während in der zweiten Umfrage lediglich die auch heute noch aktuelle Eindruck-SF<sub>6</sub>-Technologie vertreten war.

Umfrage	Arbeitsleistung [Mh]			Ersatzteile [Mh]			Summe [Mh]		
	1.	2.	Δ	1.	2.	Δ	1.	2.	Δ
<b>145kV</b>	34,0	17,4	<b>-49%</b>	38,2	20,7	<b>-46%</b>	72,2	38,1	<b>-47%</b>
<b>420kV</b>	48,5	31,0	<b>-36%</b>	72,7	17,7	<b>-76%</b>	121,2	48,7	<b>-60%</b>

Tab. 28 Entwicklung der Wartungsaufwendungen gemäß [CIG 94]

Zu berücksichtigen ist, dass der Betrachtungsumfang der Wartungsaufwendungen von der ersten zur zweiten Umfrage verändert wurde. Der Begriff „Wartung“ wurde in der ersten Umfrage weiter gefasst, so dass die mit der zweiten Umfrage vergleichbaren Daten im Zweifel niedriger anzusetzen sind.<sup>27</sup> Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ergeben sich somit Verringerungen der Wartungsaufwendungen zwischen etwa 30% und 50%.

Des Weiteren ist für die Untersuchung nach einem optimierten Erneuerungszeitpunkt der Anteil der Betriebskosten an den Life Cycle Cost zu bestimmen. Die in Abb. 49 vereinfachten Kostenstrukturen der Musteranlage 145kV in H5-Schaltung zeigen einen Betriebskostenanteil zwischen 21% und 32% auf. Dieser Anteil ist dabei sowohl von der verwendeten Technologie als auch von der zugrunde gelegten Zuverlässigkeit der Anlage abhängig, die in dieser Untersuchung auf den Cigré-Daten basiert.

<sup>27</sup> Im Rahmen der ersten Untersuchung (Zeitraum 1974-1979) wurden folgende Wartungsaktivitäten berücksichtigt: „ordinary servicing + detailed servicing“. In der zweiten Untersuchung (Zeitraum 1988-1997) wurde hingegen nur „scheduled overhaul“ berücksichtigt, womit die Leistungen des „ordinary service“ nicht mehr Berücksichtigung fanden. Um beide Untersuchungen miteinander vergleichen zu können, wurden die Intervalle der ersten Untersuchung verdoppelt, da in guter Näherung jede zweite Wartung als „detailed service“ ausgeführt wird und somit der „scheduled overhaul“ entspricht. Aufwendungen für Mannstunden und Ersatzteile müssten zur Verbesserung der Vergleichbarkeit für den ersten Untersuchungszeitraum vergrößert werden, da die „ordinary servicing“ mit geringen Leistungen auskommen. Diese Korrektur wurde nicht vorgenommen.

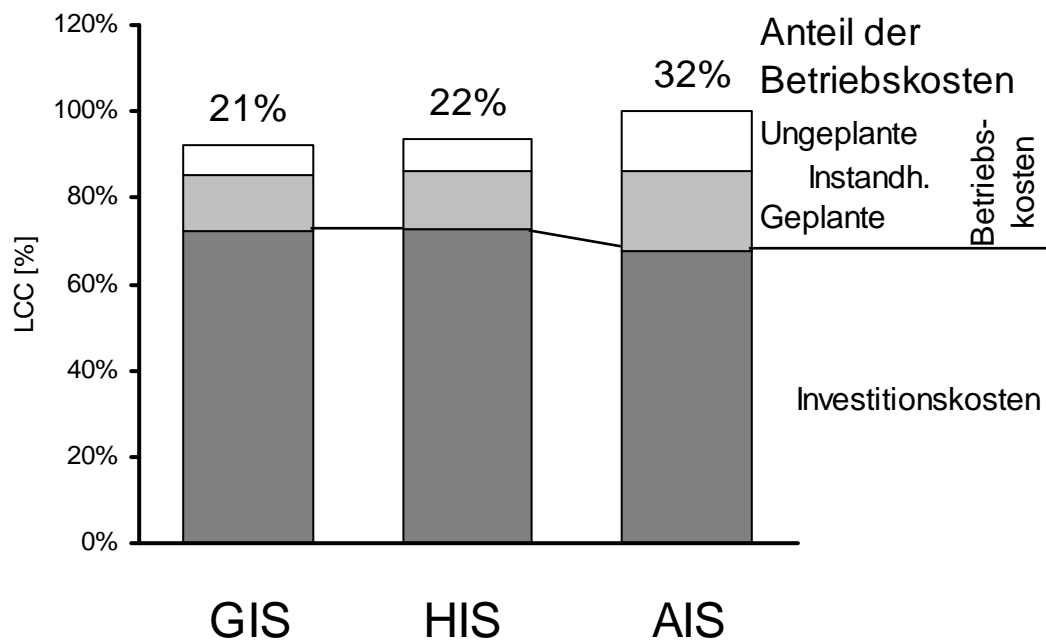


Abb. 49 Anteil der Betriebskosten der 145kV-Doppelsammelschienen-Musteranlage

Wesentlicher Parameter für die Ermittlung des optimalen Erneuerungszeitpunkts ist der Anteil der Betriebskosten an den Life Cycle Cost. Je höher der Anteil der Betriebskosten ist, desto größer ist der Einfluss der geringeren laufenden Aufwendungen der Ersatzinvestition. Ausgehend von der Auswahl des Anteils der Betriebskosten lässt sich bei vorgegebener Amortisationszeit das Ausmaß der erforderlichen erhöhten Wartungskosten der Vorgängergeneration ableiten. Analog lässt sich in umgekehrter Vorgehensweise unter Berücksichtigung der abgeschätzten Mehraufwendungen der auszutauschenden Generation ableiten, welcher Zeitraum bis zur Amortisation der Investition anzusetzen ist. Diese Zusammenhänge sind in der Abb. 50 dargestellt.

So kann aus Abb. 50 gefolgert werden, dass bei einer Anlagentechnologie, die einen Betriebskostenanteil von 35% aufweist, sich eine Investition in eine neue Technologie nach 9,5 Jahren amortisiert hat, wenn die alte Technologie 25% höhere Instandhaltungskosten aufweist. Eine ältere Anlagengeneration (z.B. Zweidruckschalter oder ölarme Technologie) kann durch aufwendigere Instandhaltungsmaßnahmen bis zu 50% Betriebskosten von den Life Cycle Cost und zusätzliche Instandhaltungskosten in Höhe von 50% im Vergleich zur Ersatztechnologie aufweisen. Dieses Ersatzszenario führt zu einer Amortisationszeit von lediglich 1,6 Jahren.

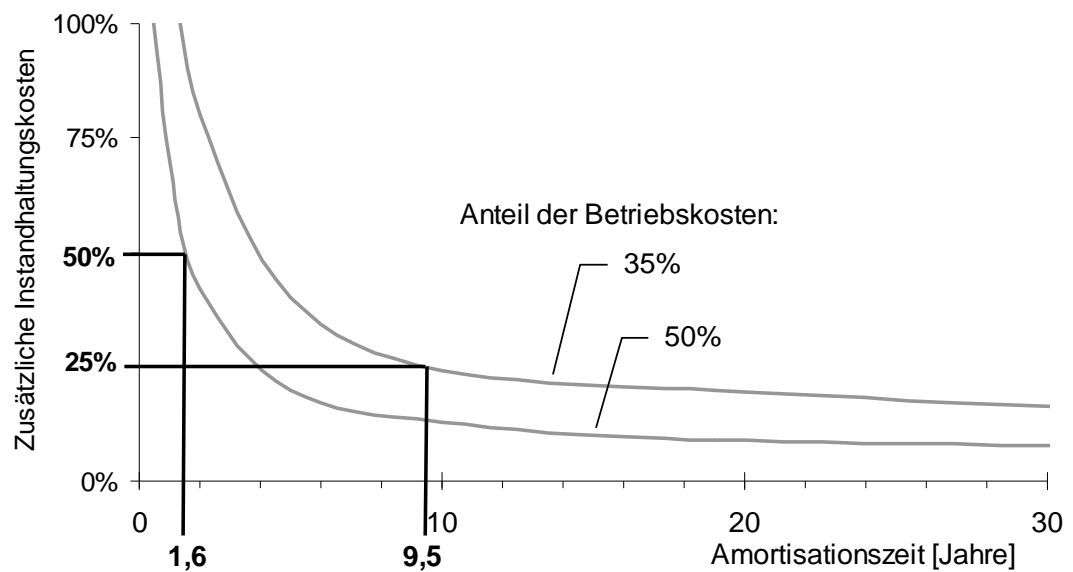


Abb. 50 Zusammenhang zwischen Amortisationszeit und Mehraufwendungen für Instandhaltungsmaßnahmen bei zu ersetzenden Schaltanlagen.

Diese Unterschiede in den Instandhaltungsaufwendungen lassen sich mit Hilfe der Cigré-Daten aus Tab. 28 plausibilisieren. Es lässt sich ableiten, dass die geplanten Instandhaltungskosten der neueren Umfrage bis zu 50% unter den Werten der vorherigen liegen. Damit sind die oben getroffenen Annahmen bestätigt und lassen erkennen, dass ein Ersatz insbesondere älterer Anlagentechnologien durch neuere, wartungsärmere Anlagen schnell wirtschaftlich ist.



## 7 Zusammenfassung und Ausblick

---

Life Cycle Cost-Analysen von Hochspannungsschaltanlagen stellen einen aktuellen betriebswirtschaftlich-technischen Problembereich dar. Die vorliegende Arbeit ergänzt die vorhandenen Bewertungsansätze um eine umfassende, anwendungsorientierte Methodik zur Bewertung und Optimierung von unterschiedlichen Anlagentechnologien und -konfigurationen. Die Methodik verfolgt zwei hauptsächliche Zielrichtungen:

- Zum einen ist der Ansatz darauf ausgerichtet, neben den etablierten AIS- und GIS-Technologien auch neue hybride Konzepte einer vergleichenden Beurteilung zu unterziehen,
- zum anderen wird dargelegt, wie allgemein zugängliches, empirisch ermitteltes Datenmaterial zur Berechnung der Life Cycle Cost verwendet werden kann.

Die hier vorgestellten Betrachtungen sind darauf ausgerichtet, ein universelles Modell zu entwerfen, das vom Anwender auch für bislang nicht berücksichtigte Konfigurationen oder Technologien eingesetzt werden kann. Aufbauend auf den im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten auf Fallstudien basierten Optimierungsvorschlägen sollen individuelle Ansätze ableitbar sein.

Derartig ausgeführte Life Cycle Cost-Analysen von Hochspannungsschaltanlagen dienen

- der Bewertung der Einflüsse der unterschiedlichen Komponenten und Kostenarten der Anlagen,
- dadurch der frühzeitigen Planung, Beeinflussung und Steuerung des Lebenszykluserfolges und somit
- der Unterstützung bei strategischen Entscheidungsfindungen sowie der Darstellung der Auswirkungen verschiedener Entscheidungsalternativen.

Insofern bieten sich Life Cycle Cost-Betrachtungen als leistungsfähige Methodik insbesondere für Betreiber derartiger Anlagen an. Die aufwendige individuelle Datensammlung kann durch die anteilige Verwendung von Cigré-Daten deutlich vereinfacht werden. Die Vollständigkeit der Cigré-Daten ist jedoch vor allem bei AIS noch nicht ausreichend. Die erarbeiteten Analogieschlüsse konnten diesen Mangel kompensieren.

Die Untersuchung zeigt, dass die Investitionskosten den dominierenden Kostenanteil der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen ausmachen. Der Anteil der Investitionskosten ist bei Anlagen höherer Spannungsebenen am größten, da die Betriebskosten nicht proportional zu den höheren Investitionskosten steigen.

Trotz der sehr langen Nutzungsdauer bleiben die Betriebskosten, bedingt durch eine hohe Zuverlässigkeit und wartungsarme Technologie, niedrig. Ein zusätzlicher Einsatz von Überwachungseinrichtungen ist für die überwiegende Anzahl von Einsatzfällen nicht wirtschaftlich. Wirtschaftliche Ansätze für die Nutzung von Monitoringverfahren finden sich vor allem im Bereich von Höchstspannungsanlagen, da hier die übertragenen Energiemengen und damit die möglichen Folgekosten am höchsten sind.

Die drei untersuchten Technologien GIS, HIS und AIS weisen individuelle Vorzüge auf: AIS-Anlagen sind insbesondere dann im Vorteil, wenn Grundstückskosten nicht anfallen oder gering sind. GIS-Anlagen können die grundsätzlich höheren Investitionskosten dieser Technologie kompensieren, wenn höhere Ausfallsicherheit (geringere Folgekosten) oder kompakte Bauweise (geringere Grundstückskosten) entscheidend sind. HIS kann in geeigneten Fällen mit passenden Randbedingungen zu einer weiteren Senkung der Life Cycle Cost beitragen. Kompakte Anlagenaufbauten mit einer geringen Anzahl passiver Komponenten und geringer Baukosten führen dann zu wirtschaftlichen Anlagen. Diese Aussagen wurden mit Hilfe möglichst repräsentativer Fallstudien erarbeitet. Die Allgemeingültigkeit wird durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Preisniveaus im Bereich der Investitionskosten verstärkt.

Die Analyse der Life Cycle Cost der unterschiedlichen Schaltanlagenkonzepte zeigt auf, wie durch die parallele Betrachtung von Investitions- und Betriebskosten eine Minimierung des Gesamtaufwandes erreicht werden kann.



Im Rahmen der Auseinandersetzung mit dieser Thematik ergeben sich folgende Ansatzpunkte für eine weitere Forschungsarbeit am Thema:

- Die vergleichende Analyse der unterschiedlichen Anlagenkonzepte kann neben AIS, GIS und HIS auf weitere hybride Konzepte ausgedehnt werden. Eine Ausweitung auf weitere Schaltungsvarianten und die nicht betrachteten Spannungsebenen wird ebenfalls weitere Erkenntnisse ergeben.
- Der Betrachtungsumfang der Untersuchungen kann erweitert werden: Neben den Hochspannungsschaltanlagen können bedarfsweise Mittelspannungsschaltanlagen, Leistungstransformatoren oder Freileitungen nach der gleichen Methodik betrachtet werden. Es ist im Einzelfall zu prüfen, welche Ergänzung dem Fragesteller die zielführendste Antwort bietet. Ein zu ausführlicher Betrachtungsumfang reduziert zwangsläufig die Tiefe der Analyse und sollte vermieden werden.
- Eine eingehendere Betrachtung der unterschiedlichen Anlagenaufbauten kann mit detaillierten Verfügbarkeitsanalysen oder weiteren Parametervarianzen mit Hilfe von Monte Carlo-Simulationen durchgeführt werden.
- Die Analysen können unter Einbeziehung der Ergebnisse neueren und ausführlicheren Datenmaterials aktualisiert werden. Ein möglicher Ansatz bietet sich durch die Berücksichtigung der aktualisierten Datenerhebung der Cigré SC A3-Arbeitsgruppe. Für die Verwendung des erhobenen Datenmaterials im Rahmen von Life Cycle Cost-Untersuchungen ist die Berücksichtigung der im Rahmen dieser Untersuchung aufgestellten Forderungen an die Dateninhalte hilfreich. Im Wesentlichen sind dies die gleichartige Datenerhebung für die unterschiedlichen Technologien einschließlich aller Betriebsmittel sowie Daten über Unterbrechungen der Energieversorgung.

Die umfassende Analyse von Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen hat gezeigt, dass derartige Betrachtungen maßgeblich auf Basis von allgemein verfügbaren Daten – in diesem Falle Daten der Cigré – unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen erfolgreich durchführbar sind. Die wirtschaftliche Optimierung der betrachteten Schaltanlagenkonfigurationen wird durch die Anwendung des Life Cycle Cost-Modells wirkungsvoll unterstützt.



# 8 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

## 8.1 Abbildungen

	<b>Seite</b>
Abb. 1 Phasen des Lebenszyklus einer Hochspannungsschaltanlage	20
Abb. 2 Auswahl einer wirtschaftlich optimalen Lösung unter Berücksichtigung der Interdependenz Anfangs- und Folgekosten (angelehnt an [BÖN 97])	21
Abb. 3 Verlauf der Aufgabenverteilung zwischen Systembenutzer, -planer und -hersteller [WIL 82]	22
Abb. 4 Mögliche Kostenklassifikationen gemäß der Outputbetrachtung (basierend auf [WIL 82])	24
Abb. 5 Typischer Verlauf der Ausfallrate (sog. „Badewannenkurve“) [OCO 90], [BIR 91]	28
Abb. 6 Bisherige und mögliche zukünftige Entwicklung von Hochspannungsschaltanlagen	33
Abb. 7 Grobübersicht über derzeitige Schaltanlagenkonzepte	42
Abb. 8 Portfolio-Darstellung der Bewertung der hybriden Konzepte	44
Abb. 9 Verteilung der GIS-Marktvolumina über die Spannungsebenen	46
Abb. 10 Betrachtungsumfang der durchgeführten Analysen (grau hinterlegter Bereich)	49
Abb. 11 Gewählte Kostenstruktur für die LCC-Analyse von Hochspannungsschaltanlagen	50
Abb. 12 Entwicklung der Life Cycle Cost einer 145kV-AIS über 60 Jahre unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zinssätze(KZF: Kalkulationszinsfuß, INF: Inflationsrate)	63
Abb. 13 Vergleich der Life Cycle Cost der unterschiedlichen Technologien bei variablem Kalkulationszinsfuß ohne Berücksichtigung der Inflation (Beispiel: 145kV-Anlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern, 100%: Basisfall AIS bei 8% Kalkulationszinsfuß und 2% Inflation, s. Abb. 14)	64

Abb. 14	Vergleich der Life Cycle Cost der unterschiedlichen Technologien bei variablem Kalkulationszinsfuß bei einer angenommenen Inflation von 2% (Beispiel: 145kV-Anlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern, 100%: Basisfall AIS bei 8% Kalkulationszinsfuß und 2% Inflation)	65
Abb. 15	Variation des Kostenanteils der geringfügigen Störfälle bezogen auf die Kosten eines gravierenden Störfalls (145kV-Musteranlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern)	77
Abb. 16	Variation des Kostenanteils der geringfügigen Störfälle bezogen auf die Kosten eines gravierenden Störfalls (420kV-Doppelsammelschienen-Musteranlage)	78
Abb. 17	Vergleich der Fehlerverteilungen von Innenraum- und Freiluft-GIS gem. [CIG 00]	80
Abb. 18	Einfluss des Freiluft-Korrektivs auf die Betriebskosten (Beispiel: 145kV-Doppelsammelschienenanlage)	82
Abb. 19	Anteil der Versorgungsunterbrechungen im Falle von Störungen in der Schaltanlage [CIG 00], [VDEW 02],	84
Abb. 20	Variation der Unterbrechungszeit der 145kV-Musteranlage in H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern	86
Abb. 21	Variation der Unterbrechungszeit der 420kV-Doppelsammelschienen-Musteranlage	87
Abb. 22	Abhängigkeit der Fehlerrate gravierender Störfälle von GIS-Anlagen von deren Alter (72,5kV – 800kV, [CIG 00])	89
Abb. 23	Lebensdauerbereiche verschiedener Komponenten einer Hochspannungsschaltanlage [STR 97], darin gekennzeichnet die mittlere bzw. ausgewählte Lebensdauer	91
Abb. 24	Sensitivitätsanalyse der angenommenen erwarteten Lebensdauern der unterschiedlichen Technologien (Skalierung analog Abb. 31, Fallbeispiel: 145kV H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern)	92
Abb. 25	Abhängigkeit der Stilllegungskosten von der Lebensdauer der Komponenten	93
Abb. 26	Entwicklung der Life Cycle Cost über einen Zeitraum von 60 Jahren bei einem Kalkulationszinsfuß von 0% – Vergleich der unterschiedlichen Anlagentechnologien	95
Abb. 27	Annäherung an die unendliche Reihe (Beispiel: Musteranlage 145kV H3) bezogen auf den Wert nach 1.000 Jahren Rechendauer (nicht dargestellt)	95
Abb. 28	Erläuterung zum Aufbau der Abb. 29 und Abb. 32	98
Abb. 29	Parametervariation des Fallbeispiels 145kV (H3-Schaltung)	99
Abb. 30	Zusammenfassung der Parametervariation: Kostenminimum, Kostenmaximum, Basisfall Musteranlage 145kV (H3-Schaltung)	100
Abb. 31	Kostenstruktur der Basisfälle der Musteranlagen 145kV	101
Abb. 32	Parametervariation des Fallbeispiels 420kV (Doppelsammelschienenanlage)	102
Abb. 33	Zusammenfassung der Parametervariation: Kostenminimum, Kostenmaximum, Basisfall Musteranlage 420kV (Doppelsammelschienenanlage)	103

Abb. 34	Kostenstruktur des Basisfalls der Musteranlagen 420kV	104
Abb. 35	Vergleich Bestandteile der Life Cycle Cost von GIS, HIS und AIS, angelehnt an [IEC 60300] Beispiel: 145kV – H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern	109
Abb. 36	Korrelation zwischen Redundanz und Kostenaufwendungen (angelehnt an [IEC 60300])	111
Abb. 37	Optimierung der Life Cycle Cost unter Berücksichtigung der Verfügbarkeitsunterschiede der Anlagentechnologien	113
Abb. 38	Einfluss der Höhe der Grundstückskosten auf die Life Cycle Cost	115
Abb. 39	Kostenstruktur der Musteranlagen unter Berücksichtigung von Grundstückskosten (100 €/m <sup>2</sup> )	116
Abb. 40	Verhältnis der geplanten zu ungeplanten Instandhaltungskosten der betrachteten Musteranlagen (Doppelsammelschienenanlage in 145kV bzw. 420kV, Werte bezogen auf Gesamt-Instandhaltungskosten der jeweiligen AIS)	118
Abb. 41	Auswirkung der Verdopplung der Wartungsintervalle im Falle eines periodischen Instandhaltungskonzeptes	120
Abb. 42	Auswirkungen eines korrektiven Instandhaltungskonzeptes	122
Abb. 43	Zustandsorientiertes Instandhaltungskonzept bei unveränderter geplanter Wartungsintensität	124
Abb. 44	Zustandsorientiertes Instandhaltungskonzept bei halbierter geplanter Wartungsintensität	125
Abb. 45	Einfluss verschiedener Monitoringverfahren bei unterschiedlichen Folgekosten auf die Life Cycle Cost der 145-kV-GIS-Musteranlage (Doppelsammelschiene)	132
Abb. 46	Einfluss verschiedener Monitoringverfahren bei unterschiedlichen Folgekosten auf die Life Cycle Cost der 420-kV-GIS-Musteranlage (Doppelsammelschiene)	133
Abb. 47	Wirtschaftlichkeit der Monitoringsysteme in Abhängigkeit von der Höhe der Folgekosten der 420kV-GIS-Musteranlage (Doppelsammelschiene)	134
Abb. 48	Wirtschaftlichkeit der Monitoringsysteme in Abhängigkeit von der Höhe der Folgekosten der GIS 145kV-Musteranlage	135
Abb. 49	Anteil der Betriebskosten der 145kV-Doppelsammelschienen-Musteranlage	138
Abb. 50	Zusammenhang zwischen Amortisationszeit und Mehraufwendungen für Instandhaltungsmaßnahmen bei zu ersetzenden Schaltanlagen.	139
Abb. 51	Programmstruktur des Berechnungsverfahrens	155
Abb. 52	Erfassungsmaske für die Berechnungsparameter und zur Auswahl der Fallstudie	156
Abb. 53	Erfassungsmaske der Investitionskosten (Beispiel: H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern in 145kV)	157
Abb. 54	Erfassungsmaske der ungeplanten Instandhaltungskosten	158

Abb. 55	Erfassungsmaske der geplanten Instandhaltungskosten basierend auf Durchschnittswerten für den Systemanteil (Beispiel: Cigré-Daten)	159
Abb. 56	Erfassungsmaske der geplanten Instandhaltungskosten durch Formulierung konkreter Instandhaltungsmaßnahmen	160
Abb. 57	145kV-Musteranlage H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern	161
Abb. 58	145kV-Musteranlage H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern	162
Abb. 59	145kV-Musteranlage Doppelsammelschiene	163
Abb. 60	420kV-Musteranlage Doppelsammelschiene	164
Abb. 61	420kV-Musteranlage, 1½ Leistungsschalter-Anordnung	165

## 8.2 Tabellen

	<b>Seite</b>
Tab. 1	Ordnungskriterien für Konzeptionen von Hochspannungsschaltanlagen
	40
Tab. 2	Ausgewählte Vertreter hybrider Anlagenkonzepte für die nähere Analyse und deren Hersteller
	43
Tab. 3	Vergleich der Systemkosten der Fallstudien
	52
Tab. 4	Anteil des Anlagenumfeldes der fünf Fallstudien an den gesamten Investitionskosten (ohne Berücksichtigung der Grundstückskosten)
	54
Tab. 5	Anwendung der Kostenprognoseverfahren auf die unterschiedlichen Anlagenkonzepte
	57
Tab. 6	Untersuchte Datenquellen zur Ermittlung der Betriebskosten der Life Cycle Cost-Analysen
	58
Tab. 7	Preissteigerungsdaten, *): 1992, **): zukünftig: Annahme CPI: Consumer Price Index, PPI: Producer Price Index [CIA 04]
	62
Tab. 8	Technologie-Korrektive für Wartungsintervall, Personalaufwand, Materialaufwand der geplanten Wartungsmaßnahmen nach [CIG 94]
	67
Tab. 9	Aufwendungen je Feld für geplante Instandhaltung
	68
Tab. 10	Fehlerraten für gravierende Störfälle
	71
Tab. 11	Reparaturzeit für gravierende Störfälle
	74
Tab. 12	Fehlerrate für geringfügige Störfälle
	75
Tab. 13	Verteilung der geringfügigen Störfälle nach [CIG 94]
	76
Tab. 14	Einfluss des Aufstellortes auf die Fehlerrate von Leistungsschaltern gem. [CIG 94]
	79
Tab. 15	Einfluss des Aufstellortes auf die Fehlerrate von GIS gem. [CIG 00]
	79
Tab. 16	Fehlerverteilung gem. Cigré [CIG 00] und deren mögliche Beeinflussung durch die Aufstellung gekapselter Technologie in Freiluft
	81
Tab. 17	Daten der Unterbrechung der Energieübertragung
	85
Tab. 18	Ergebnisse der Schätzungen zur erwarteten Lebensdauer von GIS in [CIG 00]
	90
Tab. 19	Ermittelte Lebensdauer je untersuchter Anlagentechnologie
	90
Tab. 20	Verwendete Kostenbestandteile der Musterkalkulationen
	96
Tab. 21	Variierte Parameter der Basisfälle
	97
Tab. 22	Zusammenfassung der Grund-Kostenbestandteile der 145kV-Musteranlagen (der jeweils obere AIS-Wert gibt die Daten der Konfiguration AIS* wieder)
	105

Tab. 23	Zusammenfassung der Grund-Kostenbestandteile der 420kV-Musteranlagen (der jeweils obere Wert gibt die Daten der Konfiguration AIS* wieder) <sup>21</sup>	105
Tab. 24	Verfügbarkeitsanalyse für unterschiedliche H-Schaltungen in 145kV nach [GHA 00]	112
Tab. 25	Randbedingungen zur Analyse der Instandhaltungsstrategien *) im Vergleich zu den ausgewerteten Cigré-Basisdaten	120
Tab. 26	Fehlerverteilung gem. [CIG 00] und deren Vermeidungsraten mit Monitoringverfahren	130
Tab. 27	Angenommene Varianten der Folgekosten bei Unterbrechungen der Energieversorgung	131
Tab. 28	Entwicklung der Wartungsaufwendungen gemäß [CIG 94]	137
Tab. 29	Anlagenparameter der Fallstudien	166
Tab. 30	Parameter der Investitionskosten, Fallstudie 145kV, H-Schaltung, 3 Leistungsschalter	167
Tab. 31	Parameter der Investitionskosten, Fallstudie 145kV, H-Schaltung, 5 Leistungsschalter	167
Tab. 32	Parameter der Investitionskosten – Fallstudie 145kV, Doppelsammelschienenanlage	168
Tab. 33	Parameter der Investitionskosten – Fallstudie 420kV, Doppelsammelschienenanlage	168
Tab. 34	Parameter der Investitionskosten – Fallstudie 420kV, 1 ½ Leistungsschalteranordnung	169
Tab. 35	Maßnahmen zur geplanten Instandhaltung des Anlagenumfeldes, 145kV-Musteranlagen	170
Tab. 36	Maßnahmen zur geplanten Instandhaltung des Anlagenumfeldes, 420kV-Musteranlagen	171



## 9 Anhang

### 9.1 Ausgewählte hybride Konzepte

Die im Abschnitt 4.4.4 vorgestellten und klassifizierten hybriden Anlagenkonzepte werden nachfolgend in den Grundzügen vorgestellt:

#### **Dead Tank<sup>28</sup>**

*verschiedene Hersteller*

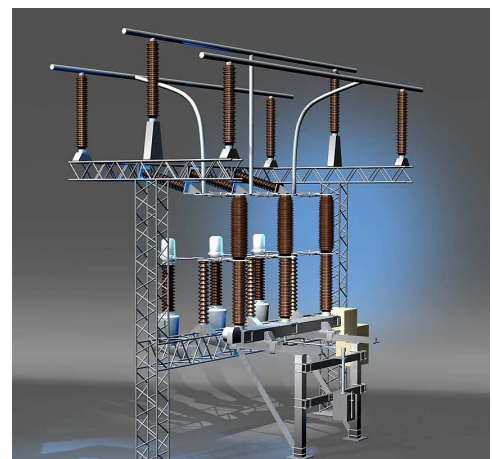
Metall-gekapselter Leistungsschalter meist in Kombination mit Überwurf-Stromwandlern. Die restlichen Komponenten der Schaltanlage (Trennschalter, Erdungsschalter, Wandler etc.) sind in konventioneller Freilufttechnologie ausgeführt.



#### **LTB/HPL-Compact, LTB-/HPL- Combined<sup>29</sup>**

*ABB*

Standardisierte AIS-Feldmodule mit konventionellen Leistungsschaltern für Nennspannungen 72,5kV – 550kV. Translatorische und rotatorische Bewegung bzw. Pantograph-Trennschalter zur Realisierung der Trennfunktion vor und hinter dem Leistungsschalter.



<sup>28</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

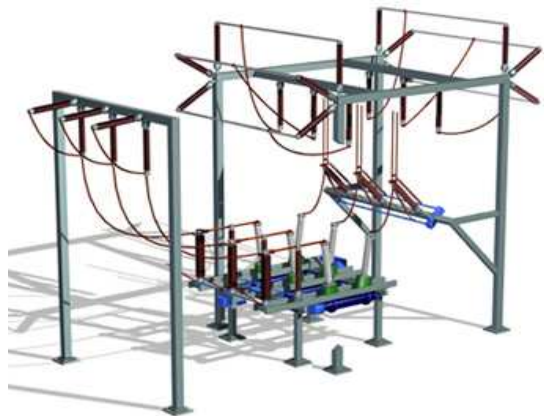
<sup>29</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.abb.com](http://www.abb.com)

**Simover/Simobreaker<sup>30</sup>***Siemens*

Standardisierte AIS-Feldmodule mit konventionellen Leistungsschaltern für 123/145kV. Die Trennfunktion wird durch rotatorische (Simobreaker) oder translatorische (Simover) Bewegung bewirkt. Die nicht im Feldmodul realisierten Betriebsmittel werden durch zusätzliche konventionelle Betriebsmittel ergänzt.

**CAIS<sup>31</sup>***Areva*

AIS Kompaktanlage mit Dead Tank Leistungsschalter und Überwurfstromwandlern bis 170kV. Trennstellen vor und hinter dem Leistungsschalter werden durch Drehtrennschalter realisiert. Standardisierte Freiluftsammlerschienen sind oberhalb der Kompaktanlage angeordnet.

**Compass<sup>32</sup>***ABB*

AIS-Leistungsschalter-Feldmodul mit integriertem, induktivem Stromwandler bis 170kV. Durch den verfahrbaren Leistungsschalter wird die Trennfunktion vor und hinter dem Leistungsschalter realisiert und Wartungen am Löschesystem vereinfacht. Weitere Betriebsmittel müssen durch konventionelle Geräte ergänzt werden.



<sup>30</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

<sup>31</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.areva-td.com](http://www.areva-td.com)

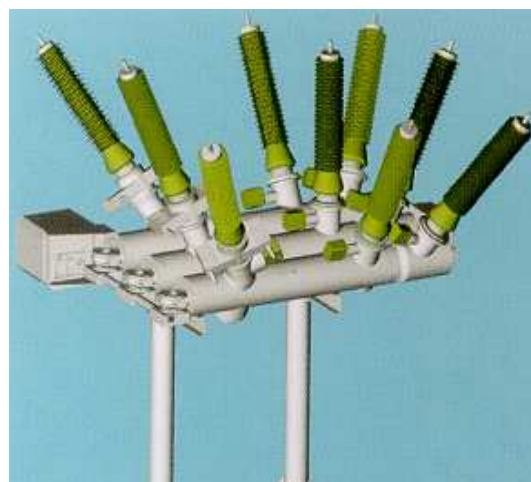
<sup>32</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.abb.com](http://www.abb.com)

**TSMAIS<sup>33</sup>***Toshiba*

Integriertes Freiluftschaltfeld mit Leistungsschalter, ein oder zwei Trennschaltern und Erdungsschalter auf Hochspannungspotenzial für 245kV. Die Trennschalter sind in den Porzellanüberwürfen gekapselt ausgeführt. Die Stromwandler sind als optische Wandler ausgeführt.

**PASS<sup>34</sup>***ABB*

Voll gekapselte einpolige Schaltmodule mit Leistungsschalter, integriertem Stromwandler und Sammelschienen Trenn- und Erdungsschalter für Spannungsebenen 72,5kV bis 550kV. Zusätzliche Betriebsmittel (z.B. Abgangstrenner) müssen im Regelfall über konventionelle Betriebsmittel ergänzt werden.

**MITS<sup>35</sup>***Mitsubishi*

Voll gekapselte Schaltmodule mit variabel einsetzbaren Leistungs-, Trenn- und Erdungsschaltern sowie Rogowski-Stromwandler und Spannungsteiler in 245kV - 550kV. Anordnung der Betriebsmittel im rohrförmigen MITS-Modul mit variabler Gasraumschottung.



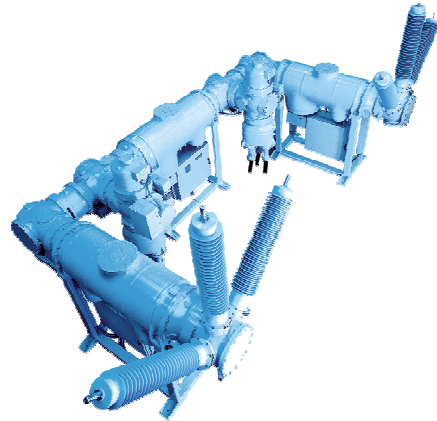
<sup>33</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.toshiba.com](http://www.toshiba.com)

<sup>34</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.abb.com](http://www.abb.com)

<sup>35</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.meppi.com](http://www.meppi.com)

**HIS<sup>36</sup>***Siemens*

Voll gekapseltes, modulares System in 123/145kV und 420/550kV. Alle Betriebsmittel sind als eigenständige Gasräume ausführbar. Modularität ermöglicht Anpassung an vielfältige Bedingungen. Volle GIS-Funktionalität durch Einsatz freiluftfester GIS-Bausteine.

**Optigim/Optigis<sup>37</sup>***Areva*

Optigim: Voll gekapselte Feldmodule in 145kV und 245kV. Standardisierter Aufbau führt zu kurzen Lieferzeiten

Optigis: Kompakte vorgefertigte Anlagen in H-Schaltung in 145kV (z.B. kompakte Trafostationen).

Beide Lösungen sind voll gekapselt, modular und freiluftfest



## 9.2 Berechnungsverfahren „LCC-Calcul“

Die im Rahmen dieser Untersuchungen vorgestellten Fallstudien wurden mit dem im Rahmen dieser Untersuchung entwickelten Berechnungsverfahren „LCC-Calcul“ errechnet. Dieses Verfahren basiert auf MS-Excel und erlaubt vielfältige Berechnungen und Analysen der Life Cycle Cost von Hochspannungsschaltanlagen. Es können wahlweise die vorbereiteten Fallstudien zu AIS, HIS, GIS modifiziert analysiert werden oder individuelle Konfigurationen berechnet werden. Für die Auswertung der errechneten Daten werden vorbereitete Auswertungen zur Analyse der Kostenstrukturen und zur Durchführung von Sensitivitätsanalysen bereitgestellt. Es können die auf den Cigré-Berichten [CIG 94] und [CIG 00] entnommenen Daten für die Ermittlung der Instandhaltungsaufwendungen durch eine weitere Datenbasis ergänzt wer-

<sup>36</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

<sup>37</sup> Bild und Beschreibung gemäß [www.areva-td.com](http://www.areva-td.com)

den. Dadurch werden vergleichende Life Cycle Cost-Analysen von Cigré-basierten Daten mit spezifischen Hersteller- oder Anwenderdaten ermöglicht.

### 9.2.1 Programmstruktur

Im Berechnungsverfahren werden gemäß der gewählten Kostenstruktur die erforderlichen Daten in folgenden Gruppen erfasst:

- Investitionskosten (jeweils separat nach den unterschiedlichen Musteranlagen)
- Geplante Instandhaltungskosten
- Ungeplante Instandhaltungskosten

Zusätzlich sind einige von den Fallstudien unabhängige Parameter zur Programmsteuerung zu erfassen. In dieser Maske wird zudem die zu berechnende Fallstudie ausgewählt. Diese Daten werden in Zwischentabellen verarbeitet und die Ergebnisse der Berechnung in den unterschiedlichen Ausgabemasken ausgewiesen.

Die Struktur des Tools ist in Abb. 51 dargestellt.

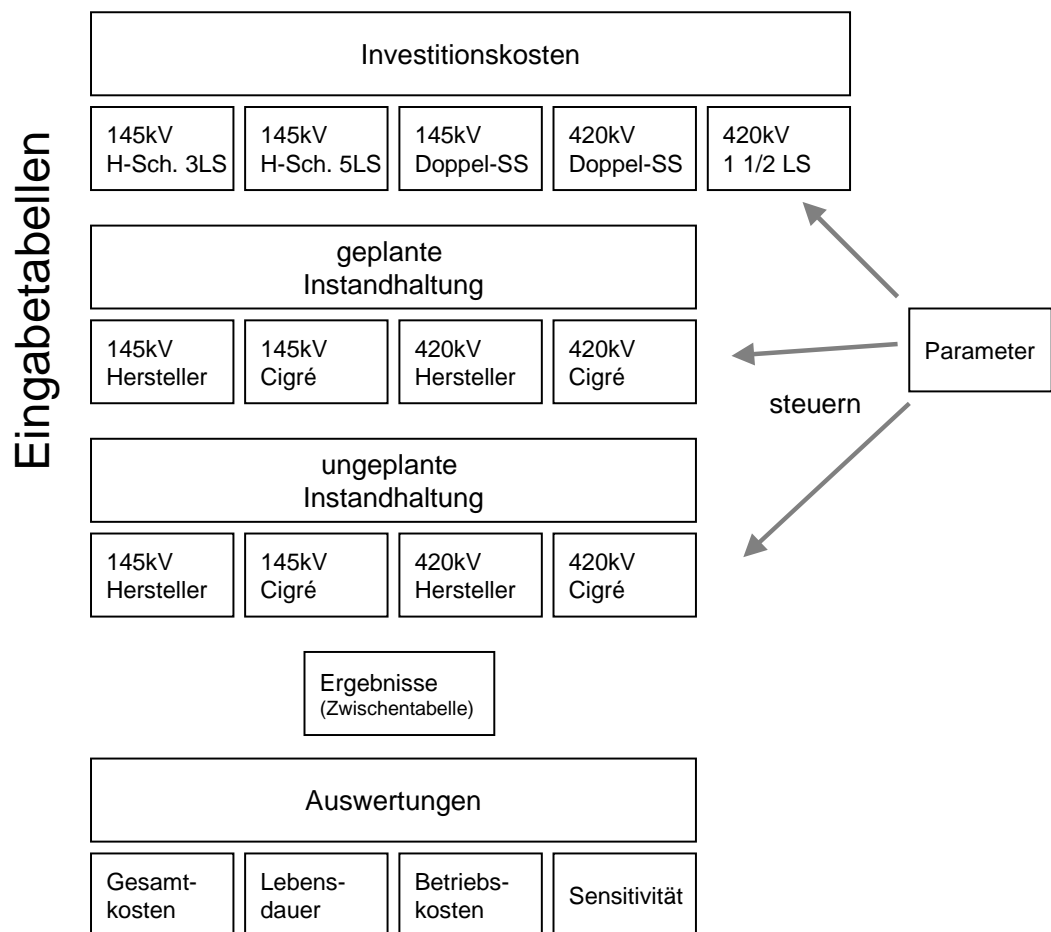


Abb. 51 Programmstruktur des Berechnungsverfahrens



### 9.2.2 Parameter zur Programmsteuerung

In den folgenden Abschnitten sind die Bildschirmmasken zur Erfassung der für die Berechnung der Fallstudien erforderlichen Daten dargestellt. Alle Masken sind in englischer Sprache erstellt.

Vor der Ausführung einer Berechnung müssen die in Abb. 52 dargestellten allgemeinen Berechnungsparameter erfasst und die zu berechnende Fallstudie sowie die zugrunde liegende Datenbasis ausgewählt werden.

Die Schaltflächen der Maske erlauben den schnellen Zugriff auf die je nach eingestellter Fallstudie und Datenbasis relevanten Erfassungsmasken sowie auf die Auswertegrafiken.

Basic Calculation Parameters	
Arrangement of Analysis	145 H3
Maintenance data	Cigré
Designation of analysis #1	GIS
Designation of analysis #2	HIS
Designation of analysis #3	AIS
Outdoor-reliability malus	10%
Disposal cost (% of system value)	5%
Duration of calculation	100 years
Internal Rate of Return (IRR)	8,0%
Inflation rate	2,0%
Effective interest rate	6,0%
Local labour (blue collar)	30 €/ hour
Local expert (white collar)	50 €/ hour
Foreign expert	80 €/ hour
Foreign expert allowances	4000 €/ package
Average transmitted current of S/S	2.500 A
Financial loss in case of interruption	2,5 ct/kWh
Penalty - interruption of energy trans.	0 €/h
Cost of outage	15.697 €/h

**Input Data**

Investment Cost

Scheduled Maintenance

Unscheduled Maintenance

**Reporting**

Graph LCC Overview

Graph Life Cycle Curve

Graph Operating Cost

Summary

Abb. 52 Erfassungsmaske für die Berechnungsparameter und zur Auswahl der Fallstudie

### 9.2.3 Erfassung der Investitionskosten

In der Erfassungsmaske der Investitionskosten werden die Systemkosten der Schaltanlage und die Kosten des Anlagenumfeldes („Balance of Plant“) erfasst. In Abb. 53 sind die Einzelkosten der Geräte durch Musterwerte ersetzt. Zur Durchführung einer Berechnung müssen entweder die Einzelwerte mit konkreten Daten gefüllt werden oder es wird in der Zeile „Switchgear components“ der Gesamtinvestitionsbetrag des Systemanteils erfasst.

Zusätzlich zu den Investitionskosten werden in der Maske die erwarteten Lebensdauern für die einzelnen Geräte erfasst, so dass je nach Gerätetyp unterschiedliche Lebensdauern berücksichtigt werden können.

	GIS				HIS				AIS			
System	cost per unit	qty	63.000 €	lifetime	cost per unit	qty	50.000 €	lifetime	cost per unit	qty	56.000 €	lifetime
<b>Switchgear components</b>			<b>61.000 €</b>	<b>113%</b>			<b>48.000 €</b>	<b>89%</b>			<b>54.000 €</b>	<b>100%</b>
- Circuit breaker	1.000 €	3	3.000 €	50 yrs	1.000 €	3	3.000 €	45 yrs	1.000 €	3	3.000 €	35 yrs
- Disconnecter	1.000 €	8	8.000 €	50 yrs	1.000 €	8	8.000 €	45 yrs	1.000 €	8	8.000 €	30 yrs
- Earthing switches	1.000 €	10	10.000 €	50 yrs	1.000 €	10	10.000 €	45 yrs	1.000 €	2	2.000 €	30 yrs
- High speed earth. switches	1.000 €	2	2.000 €	50 yrs	1.000 €	2	2.000 €	45 yrs	1.000 €			
- C.T.s	1.000 €	4	4.000 €	50 yrs	1.000 €	4	4.000 €	45 yrs	1.000 €	4	4.000 €	40 yrs
- V.T.s	1.000 €	2	2.000 €	50 yrs	1.000 €	2	2.000 €	45 yrs	1.000 €	2	2.000 €	40 yrs
- connecting modules	1.000 €	12	12.000 €	50 yrs	1.000 €	12	12.000 €	45 yrs	1.000 €			
- Busducts / Busbar	1.000 €	15	15.000 €	50 yrs	1.000 €	2	2.000 €	45 yrs	1.000 €	30	30.000 €	35 yrs
- Surge arrester	1.000 €	2	2.000 €	50 yrs	1.000 €	2	2.000 €	45 yrs	1.000 €	2	2.000 €	35 yrs
- other	1.000 €	1	1.000 €	50 yrs	1.000 €	1	1.000 €	45 yrs	1.000 €	1	1.000 €	35 yrs
<b>Secondary Comp. (Ctrl. &amp; Prot.)</b>	<b>1.000 €</b>		<b>1.000 €</b>	<b>25 yrs</b>	<b>1.000 €</b>		<b>1.000 €</b>	<b>25 yrs</b>	<b>1.000 €</b>		<b>1.000 €</b>	<b>25 yrs</b>
<b>Cost of system engineering</b>	<b>1.000 €</b>		<b>1.000 €</b>	<b>100%</b>	<b>1.000 €</b>		<b>1.000 €</b>	<b>100%</b>	<b>1.000 €</b>		<b>1.000 €</b>	<b>100%</b>
<b>Balance of Plant</b>	<b>cost per unit</b>	<b>amount</b>	<b>227.500 €</b>	<b>% to AIS</b>	<b>amount</b>	<b>179.000 €</b>	<b>% to AIS</b>	<b>amount</b>	<b>354.500 €</b>	<b>% to AIS</b>		
Land aquisition cost	€ / m <sup>2</sup>	220 m <sup>2</sup>	€	12%	500 m <sup>2</sup>	€	28%	1.800 m <sup>2</sup>	€	100%		
Transportation/Pack	-	14.000	14.000 €	70%	12.000	12.000 €	60%	20.000	20.000 €	100%		
Civil works	150 €/m <sup>3</sup>	700 m <sup>3</sup>	105.000 €	350%	200 m <sup>3</sup>	30.000 €	100%	200 m <sup>3</sup>	30.000 €	100%		
Earthing	50 €/m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>	5.000 €	25%	120 m <sup>2</sup>	6.000 €	30%	400 m <sup>2</sup>	20.000 €	100%		
Cable trenches	300 €/m	20 m	6.000 €	8%	100 m	30.000 €	40%	250 m	75.000 €	100%		
Foundations	300 €/m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	30.000 €	33%	120 m <sup>3</sup>	36.000 €	40%	300 m <sup>3</sup>	90.000 €	100%		
Steel works	1.500 €/t	5 t	7.500 €	20%	8 t	12.000 €	32%	25 t	37.500 €	100%		
Bulk, Aux. material	5.000 €	80 %	4.000 €	80%	80 %	4.000 €	80%	100 %	5.000 €	100%		
Erection	70 €/h	600 h	42.000 €	75%	500 h	35.000 €	63%	800 h	56.000 €	100%		
Commissioning	70 €/h	200 h	14.000 €	67%	200 h	14.000 €	67%	300 h	21.000 €	100%		
Other		0 €	€	n.a.	0 €	€	n.a.	0 €	€			
BoP-Portion				361%			358%			633%		
<b>Investment cost</b>			<b>290.500 €</b>	<b>71%</b>		<b>229.000 €</b>	<b>56%</b>		<b>410.500 €</b>	<b>100%</b>		

Abb. 53 Erfassungsmaske der Investitionskosten  
(Beispiel: H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern in 145kV)

## 9.2.4 Ungeplante Instandhaltungskosten

Die ungeplanten Instandhaltungskosten des Systemanteils werden in der in Abb. 54 dargestellten Maske erfasst. Es werden Fehlerraten und Fehlerkosten der gravierenden und geringfügigen Störfälle sowie die Auswirkungen der Unterbrechungen der Energieversorgung erfasst.

Individual parameters Values evaluated by Cigré	145 H3-arrangement			Source
	GIS	HIS	AIS	
<b>Unscheduled maintenance</b>	<b>2.866</b>	<b>3.152</b>	<b>4.579 €/year</b>	
<b>Major Failures</b>				
Failure Rate of C.B			0,89 MF / C.B. / 100yrs	[Cig 94]
Portion of C.B.-failures			40% %	[Cig 00]
Failure Rate per bay	1,15	1,27	2,23 MF / bay / 100yrs	[Cig 00]
Failure Rate of Substation	3,45	3,80	6,68 MF / S/S / 100yrs	
Labour cost (Foreign Expert)	218	218	121 h / event	[Cig 00]
Material cost (in labour hour)	208	208	181 h / event	[Cig 94]
Travel cost	8.000	8.000	8.000 € / event	estim.
Cost per event	42.080	42.080	32.169 € / event	
Intervall	29	26	15 a	
<b>Minor failures</b>				
Failure Rate of C.B	2,2	2,5	5,0 mf / c.b. / 100yrs	[Cig 94]
Portion of C.B.-failures	40%	40%	40% %	[Cig 00]
Failure Rate of Substation	16,8	18,5	37,8 mf / S/S / 100yrs	
Labour cost (Foreign Expert)	44	44	24 h / event	[Cig 94]
Material cost (in labour hour)	42	42	36 h / event	[Cig 94]
Travel expenses	1600	1600	1600 € / event	[Cig 94]
Cost per event	8.416	8.416	6.434 € / event	
Intervall	6	5	2,6 a	
<b>Outage Cost</b>	<b>2.729</b>	<b>3.002</b>	<b>2.934 €/year</b>	
Percentage of outage (of major failures)	9%	9%	9% % of MF	[Cig 00]
Downtime (average)	56	56	31 h / event	[Cig 00]
Cost per event	'879.016	'879.016	'488.342 € / event	
Intervall	322	293	166 a	
Unavailability	10,4	11,5	11,2 min/a	

Abb. 54 Erfassungsmaske der ungeplanten Instandhaltungskosten



### 9.2.5 Geplante Instandhaltungskosten

Die geplanten Instandhaltungskosten lassen sich für den Systemanteil auf zwei unterschiedliche Arten erfassen:

- Erfassung von Durchschnittswerten: Diese Art der Datenerfassung erlaubt die Verwendung von vorhandenen Datenbeständen, z. B. Cigré-Daten (s. Abb. 55).
- Erfassung von konkreten Instandhaltungsaktivitäten: Diese Art der Datenerfassung erlaubt es, individuelle Instandhaltungskonzepte zu berücksichtigen (s. Abb. 56).

	145 H3				
	Individual parameters				
	Values evaluated by Cigré	GIS	HIS	AIS	Source
System maintenance		9.516	10.573	12.590 €/year	
Average intervall betw. sched. overhauls		9,5	8,55	8,4 years	[CIG 94]
Labour cost		152	152	243 h / event	[CIG 00]
Material cost (in labour hour)		208	208	181 h / event	[CIG 94]
Travel expenses		4.000	4.000	4.000 € / event	[CIG 94]
Cost per event		90.400	90.400	105.760	
Intervall (rounded)		10	9	8	

Abb. 55 Erfassungsmaske der geplanten Instandhaltungskosten basierend auf Durchschnittswerten für den Systemanteil (Beispiel: Cigré-Daten)

Die geplanten Instandhaltungskosten des Anlagenumfeldes können ausschließlich durch die Formulierung konkreter Einzelmaßnahmen erfasst werden (s. Abb. 56). Es wird dabei in Instandhaltungsmaßnahmen in Bezug auf das Gebäude und auf die Außenanlagen unterschieden.

		GIS							HIS							AIS																								
		int.val	foreign exp.	local exp.	worker	tools/ equip.	total	per event	total	per year	int.val	foreign exp.	local exp.	worker	tools/ equip.	total	per event	total	per year	int.val	foreign exp.	local exp.	worker	tools/ equip.	total	per event	total	per year												
		years	man	days	€	€	€	€	€	€	years	man	days	€	€	€	€	€	€	€	years	man	days	€	€	€	€	€	€											
Scheduled Maintenance - System		3.145							3.505							5.245																								
Switchgear components		per bay		per S/S		per bay		per S/S		per bay		per S/S		per bay		per S/S		per bay		per S/S		per bay		per S/S		per bay		per S/S												
Circuit breaker / GIS bay	Cleaning	0			0	€	720	2		1	720	360	€	2		1	720	360	€	2		1	720	360	€	2		1	720	360	€									
	Routine Inspection	8	1	2	300	3.540	443	€	8	1	2	300	3.540	443	€	12	1	2	500	4.140	345	€	12	1	2	500	4.140	345	€	12	1	2	500	4.140	345	€				
	Major Overhaul	24	6	0	10	8.500	56.220	2.343	€	24	6	0	10	8.500	56.220	2.343	€	24	3	0	4	1.000	23.640	985	€	24	3	0	4	1.000	23.640	985	€							
Disconnecter/Earthing switch, CT	Cleaning	0			0	€	0	€	0			0	€	€	2		1	720	360	€	€	2		1	720	360	€	€	2		1	720	360	€						
	Routine Inspection	0			0	€	0	€	0			0	€	€	2	1	2	500	4.140	2.070	€	€	2	1	2	500	4.140	2.070	€	€	2	1	2	500	4.140	2.070	€			
	Major Overhaul	0			0	€	0	€	0			0	€	€	24	1	0	2	1.000	18.360	765	€	€	24	1	0	2	1.000	18.360	765	€	€	24	1	0	2	1.000	18.360	765	€
Surge arrester	Cleaning	2		1		720	360	€	2		1		720	360	€	2		1		720	360	€	2		1		720	360	€	2		1		720	360	€				
	Routine Inspection	0			0	€	0	€	0			0	€	€	0			0	€	€	0			0	€	€	0			0	€	€	0			0	€	€		
	Major Overhaul	0			0	€	0	€	0			0	€	€	0			0	€	€	0			0	€	€	0			0	€	€	0			0	€	€		
Scheduled Maintenance - Balance of Plant		6.344							4.032							5.712																								
Building (Control, GIS)		x/year		qualif.		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days		man days				
Operating	Cleaning inside	12	1	worker		1,0	2.880	2.880	€	0,0		0	€	0,0		0	€	0,0		0	€	0,0		0	€	0,0		0	€	0,0		0	€	0,0		0	€			
	Floor / toilet cleaning	26	1	worker		0,2	1.248	1.248	€	0,3		1.872	1.872	€	0,3		1.872	1.872	€	0,3		1.872	1.872	€	0,3		1.872	1.872	€	0,3		1.872	1.872	€	0,3		1.872	1.872	€	
Maintenance		2		1		worker		0,5		0,5		240		240		0,5		240		240		0,5		240		240		0,5		240		240		0,5		240		240		
	Check of roof/thightness of wall th	2	1	worker		0,5	240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	
	Cleaning of drainages	2	1	worker		0,5	240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	0,5		240	240	€	
	EOT-Crane	1	1	specialist		1,0	400	400	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	
	Airconditioning	1	1	specialist		0,0	0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	
	Firefighting	1	1	specialist		0,5	200	200	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	
	Small Power & Lighting	1	1	specialist		0,5	200	200	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	0,0		0	€	€	
Civil Refurbishment		0,1		10		worker		15,0		10,0		2.400		240		10,0		2.400		240		10,0		2.400		240		10,0		2.400		240		10,0		2.400		240		
	Plaster Work / Painting	0,1	10	worker		15,0	3.600	360	€	10,0		2.400	240	€	10,0		2.400	240	€	10,0		2.400	240	€	10,0		2.400	240	€	10,0		2.400	240	€	10,0		2.400	240	€	
Yard		4		1		worker		0,5		1,0		960		960		2,0		1.920		1.920		2,0		1.920		1.920		2,0		1.920		1.920		2,0		1.920		1.920		
	Weed control	4	1	worker		0,5	480	480	€	1,0		960	960	€	2,0		1.920	1.920	€	2,0		1.920	1.920	€	2,0		1.920	1.920	€	2,0		1.920	1.920	€	2,0		1.920	1.920	€	
	Visual inspection of foundations, f	2	1	worker		0,0	0	€	€	0,5		240	240	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	
	Cleaning of cable ducts	2	1	worker		0,2	96	96	€	0,5		240	240	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	1,0		480	480	€	
Scheduled Maintenance		9.489							7.537							10.957																								

Abb. 56 Erfassungsmaske der geplanten Instandhaltungskosten durch Formulierung konkreter Instandhaltungsmaßnahmen

## 9.3 Musteranlagen

Die Fallstudien gemäß Abschnitt 5.2 basieren auf fünf Musteranlagen, deren Single Line Diagramme in diesem Abschnitt dokumentiert sind.

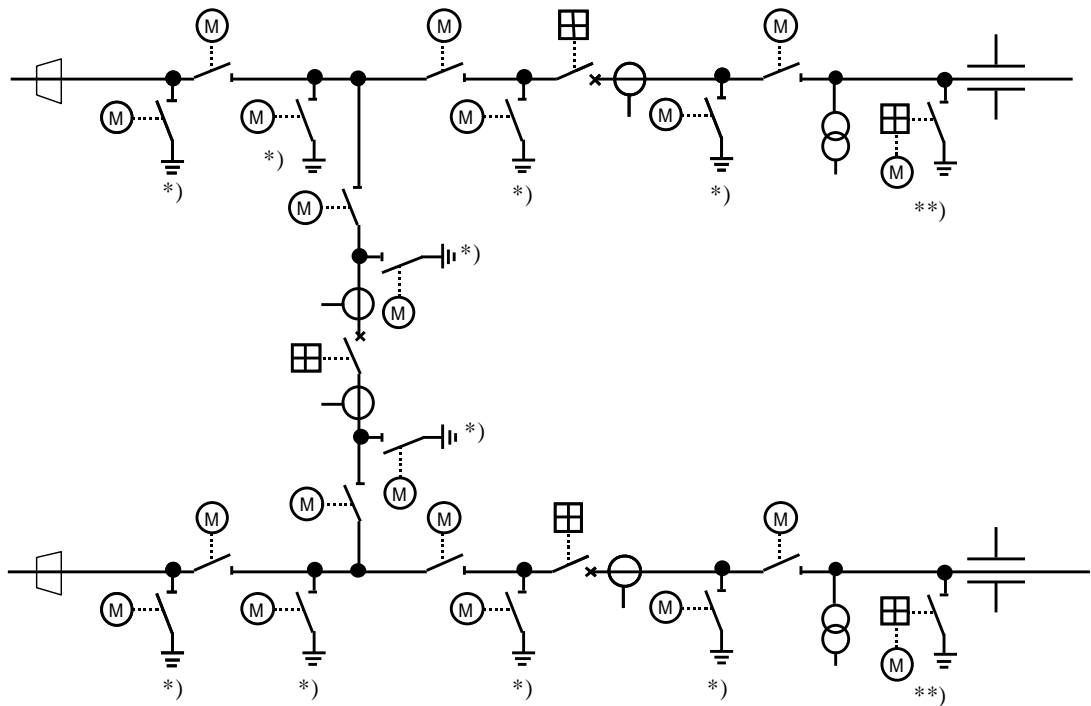
Zur Optimierung der Darstellung wurden für alle Betriebsmittel vereinfachende Bezeichnungen gewählt:

- LS: Leistungsschalter
- Trenner: Trennschalter
- Erder: Erdungsschalter
- Schnellerder: Einschaltfester Erdungsschalter
- C.T.: Stromwandler
- V.T.: Spannungswandler

Die mit \*) gekennzeichneten Betriebsmittel wurden nur bei GIS und HIS berücksichtigt. Die mit \*\*) gekennzeichneten einschaltfesten Erdungsschalter werden in der AIS als Arbeitserdungsschalter ausgeführt.

### 9.3.1 H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern, 145kV

Single Line Diagramm:



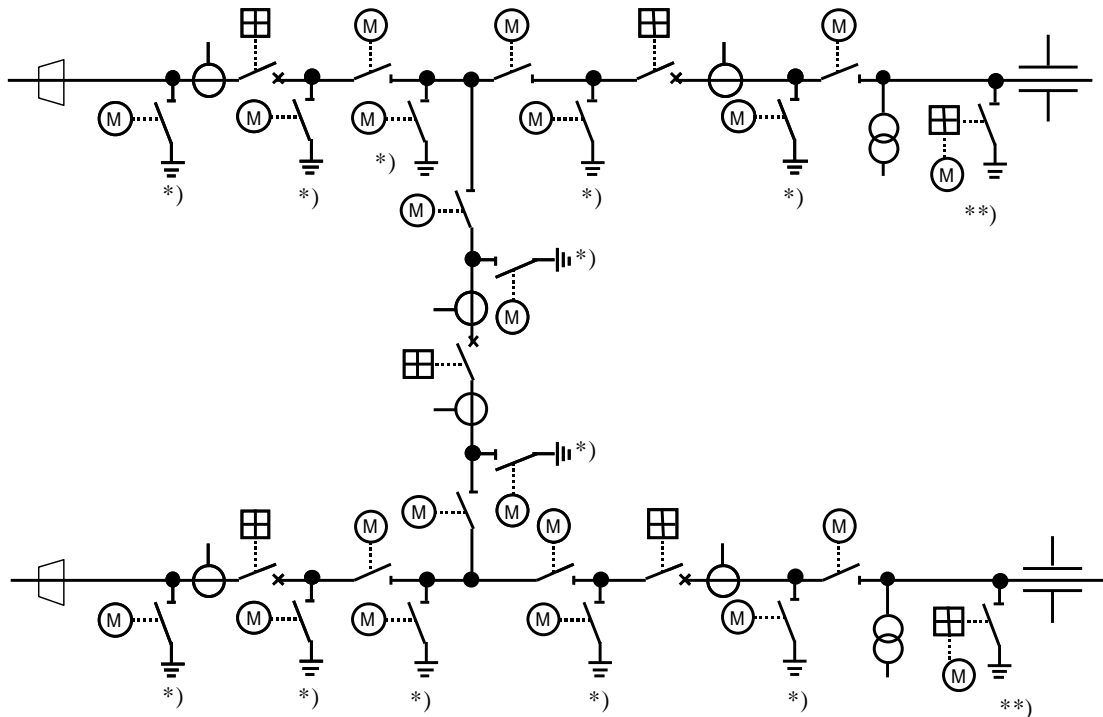
Anzahl der Betriebsmittel:

	AIS	GIS/ HIS
LS	3	3
Trenner	8	8
Erder	2	10
Schnellerder	0	2
C.T.	4	4
V.T.	2	2

Abb. 57 145kV-Musteranlage H-Schaltung mit 3 Leistungsschaltern

### 9.3.2 H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern, 145kV

Single Line Diagramm:



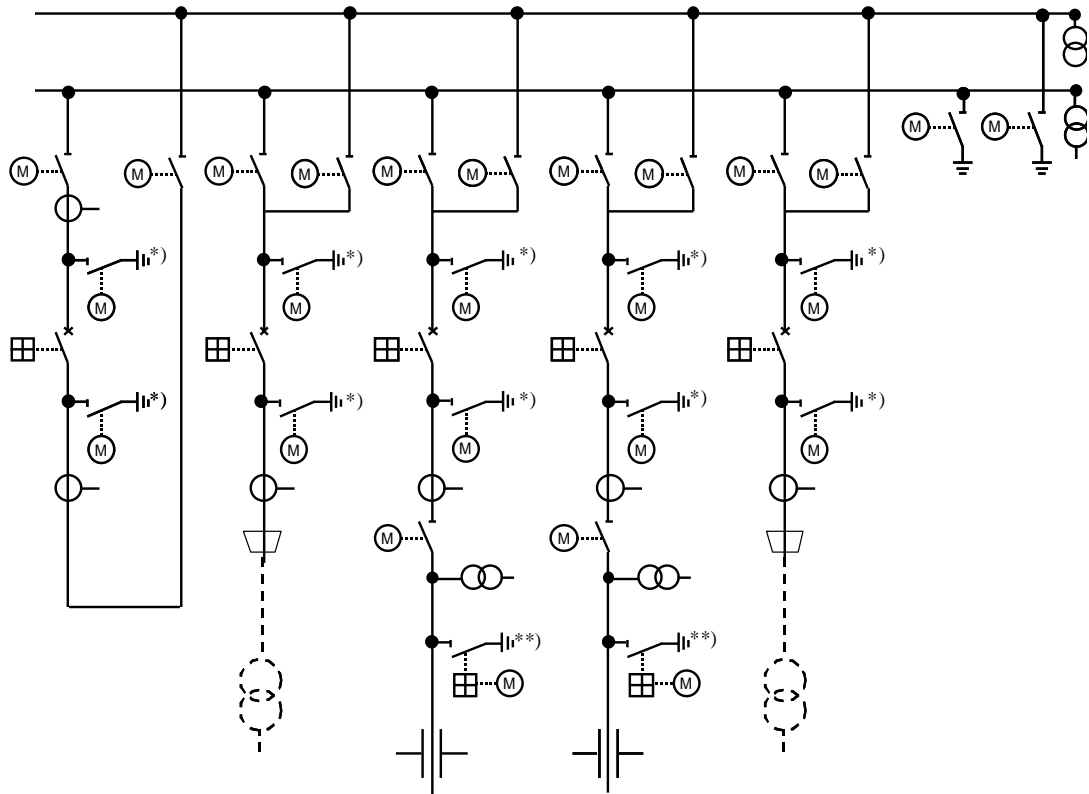
Anzahl der Betriebsmittel:

	AIS	GIS/ HIS
LS	5	5
Trenner	8	8
Erder	2	12
Schnellerder	0	2
C.T.	6	6
V.T.	2	2

Abb. 58 145kV-Musteranlage H-Schaltung mit 5 Leistungsschaltern

### 9.3.3 Doppelsammelschienenanlage, 145kV

Single Line Diagramm:



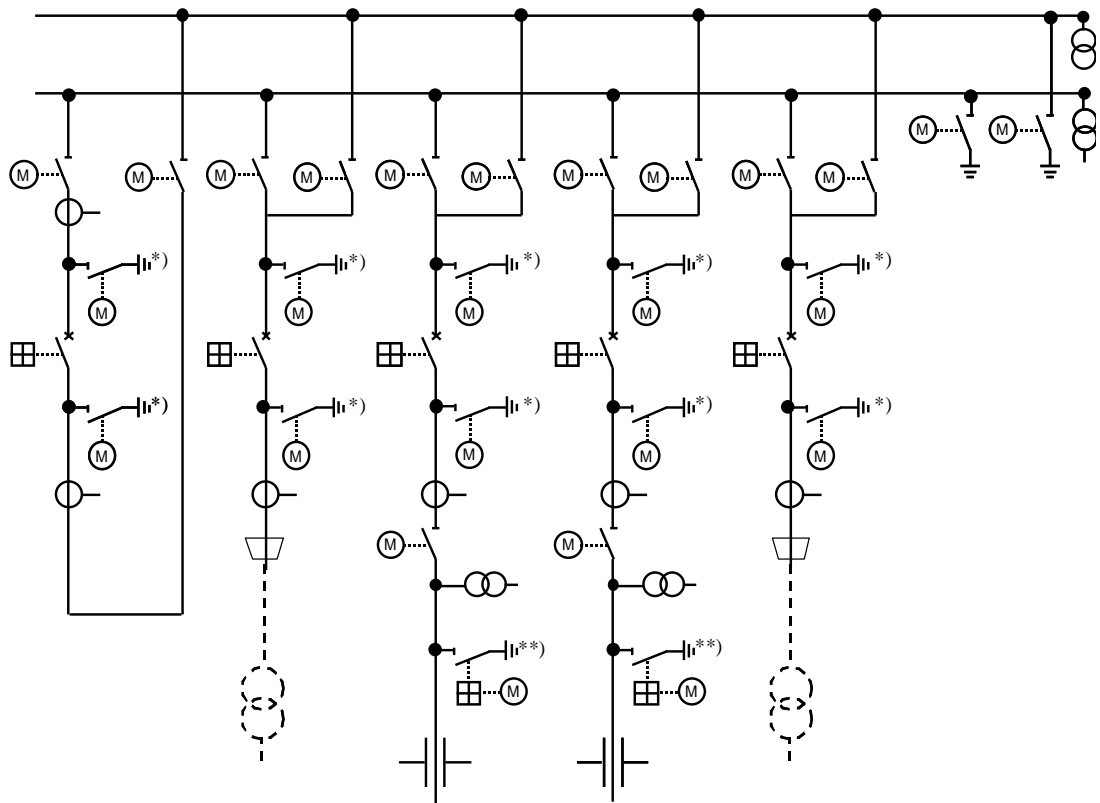
Anzahl der Betriebsmittel:

	GIS/ AIS HIS	
LS	5	5
Trenner	12	12
Erder	4	12
Schnellerder	0	2
C.T.	6	6
V.T.	4	4

Abb. 59 145kV-Musteranlage Doppelsammelschiene

### 9.3.4 Doppelsammelschienenanlage, 420kV

Single Line Diagramm:



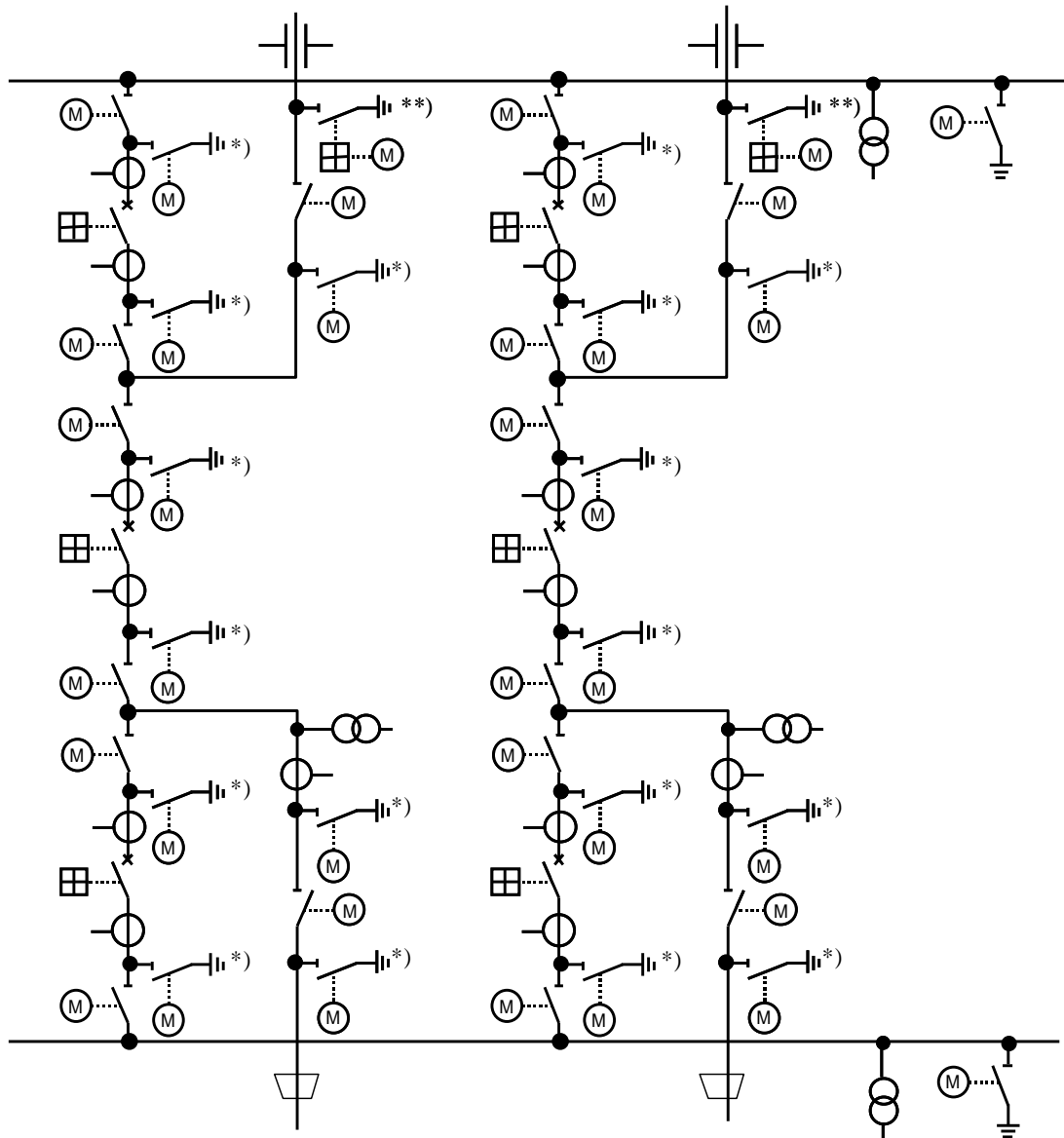
Anzahl der Betriebsmittel:

	GIS/	
	AIS	HIS
LS	5	5
Trenner	12	12
Erder	4	12
Schnellerder	0	2
C.T.	6	6
V.T.	4	4

Abb. 60 420kV-Musteranlage Doppelsammelschiene

### 9.3.5 1½-Leistungsschalteranlage, 420kV

Single Line Diagramm:



Anzahl der Betriebsmittel:

	AIS	GIS/ HIS
LS	6	6
Trenner	16	16
Erder	4	20
Schnellerder	0	2
C.T.	14	14
V.T.	4	4

Abb. 61 420kV-Musteranlage, 1½ Leistungsschalter-Anordnung

## 9.4 Parameter des LCC-Modells

Die Fallstudien basieren alle auf einem einheitlichen Parametersatz. Dieser Basis-Parametersatz wird in diesem Abschnitt dargelegt. Die Variationen der Parameter für die unterschiedlichen Sensitivitätsanalysen sind in den jeweiligen Abschnitten dokumentiert. Die Strukturierung der Parameter in diesem Abschnitt orientiert sich an der Strukturierung der Erfassungsmasken gemäß Abschnitt 9.1.

### 9.4.1 Allgemeine Parameter

Parameter	Wert	Bemerkung / Eigenschaften
<b>Allgemeine Parameter</b>		
Bemessungsspannung	145 kV 420 kV	wahlweise
Übertragener Strom (zwei Systeme)	2500 A 3150 A	für 145kV-Musteranlagen für 420kV-Musteranlagen
Freiluft-Korrektiv	10 %	
Stilllegungskosten	5 %	vom Investitionsaufwand
Berechnungsdauer	100 Jahre	
Kalkulationszinsfuß	8 %	
Inflationsrate	2 %	
<b>Stundensätze</b>		
Arbeiter (lokal)	30 €/h	Wartungen & Instandsetzungen
Spezialist (lokal)	50 €/h	Wartungen & Instandsetzungen
Spezialist (Hersteller)	100 €/h	Störungsbehebung
Reiseaufwendungen	10.000 €/Reise	Reiseaufwendungen und ähnliche einmalige Kosten je Einsatz
<b>Unterbrechung der Energieübertragung</b>		
Finanzielle Verluste durch Unterbrechung	2,5 ct/kWh	
Pönale	0 €/h	im Standard unberücksichtigt

Tab. 29 Anlagenparameter der Fallstudien



### 9.4.2 Parameter der Investitionsphase

Parameter	Einh	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
Systemanteil <sup>38</sup>	%	92%	89%	56%/42%	(2. Wert: AIS*)
Anlagenumfeld	%	30%	23%	44%	ohne Grundstück
bestehend aus:					
Transportkosten	€	15.000	15.000	18.000	pauschal
Bauleistungen	m <sup>3</sup>	700	300	300	200 €/m <sup>3</sup>
Erdung	m <sup>2</sup>	100	120	400	50 €/m <sup>2</sup>
Kabelkanäle	m	20	100	250	100 €/m
Fundamente	m <sup>3</sup>	100	120	300	300 €/m <sup>3</sup>
Stahl	t	5	8	25	2.000 €/t
Sonstiges Material	€	4.000	4.000	5.000	
Montage System	h	600	500	800	
Inbetriebsetzung	h	200	200	300	

Tab. 30 Parameter der Investitionskosten, Fallstudie 145kV, H-Schaltung, 3 Leistungsschalter

Parameter	Einh	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
Systemanteil <sup>38</sup>	%	112%	108%	68%/51%	(2. Wert: AIS*)
Anlagenumfeld	%	32%	26%	53%	ohne Grundstück
bestehend aus:					
Transportkosten	€	15.000	15.000	18.000	pauschal
Bauleistungen	m <sup>3</sup>	750	300	300	200 €/m <sup>3</sup>
Erdung	m <sup>2</sup>	100	120	500	50 €/m <sup>2</sup>
Kabelkanäle	m	20	100	300	100 €/m
Fundamente	m <sup>3</sup>	100	150	400	300 €/m <sup>3</sup>
Stahl	t	5	8	25	2.000 €/t
Sonstiges Material	€	4.000	4.000	5.000	
Montage System	h	700	600	950	
Inbetriebsetzung	h	250	250	400	

Tab. 31 Parameter der Investitionskosten, Fallstudie 145kV, H-Schaltung, 5 Leistungsschalter

Parameter	Einh	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
Systemanteil <sup>38</sup>	%	134%	140%	77%/58%	(2. Wert: AIS*)
Anlagenumfeld	%	36%	28%	60%	ohne Grundstück
bestehend aus:					
Transportkosten	€	15.000	15.000	18.000	pauschal
Bauleistungen	m <sup>3</sup>	800	300	300	200 €/m <sup>3</sup>
Erdung	m <sup>2</sup>	100	120	600	50 €/m <sup>2</sup>
Kabelkanäle	m	20	100	300	100 €/m
Fundamente	m <sup>3</sup>	100	120	300	300 €/m <sup>3</sup>
Stahl	t	6	10	40	2.000 €/t
Sonstiges Material	€	4.000	4.000	5.000	
Montage System	h	750	650	1.050	
Inbetriebsetzung	h	300	300	500	

Tab. 32 Parameter der Investitionskosten – Fallstudie 145kV, Doppelsammelschienenanlage

Parameter	Einh	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
Systemanteil <sup>39</sup>	%	110%	117%	65%/49%	(2. Wert: AIS*)
Anlagenumfeld	%	28%	18%	35%	ohne Grundstück
bestehend aus:					
Transportkosten	€	60.000	60.000	100.000	pauschal
Bauleistungen	m <sup>3</sup>	2.000	300	300	200 €/m <sup>3</sup>
Erdung	m <sup>2</sup>	200	400	800	50 €/m <sup>2</sup>
Kabelkanäle	m	50	100	300	140 €/m
Fundamente	m <sup>3</sup>	150	500	1.000	300 €/m <sup>3</sup>
Stahl	t	25	30	80	2.000 €/t
Sonstiges Material	€	32.000	32.000	40.000	
Montage System	h	4.000	3.500	5.000	
Inbetriebsetzung	h	1.000	1.000	1.500	

Tab. 33 Parameter der Investitionskosten – Fallstudie 420kV, Doppelsammelschienenanlage

<sup>38</sup> Die Kosten vom Systemanteil und dem Anlagenumfeld sind relativ zu den Investitionskosten (System und Anlagenumfeld) der AIS 145kV in H3-Schaltung angegeben.

Parameter	Einh	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
Systemanteil <sup>39</sup>	%	138%	148%	81%/60%	(2. Wert: AIS*)
Anlagenumfeld	%	35%	22%	45%	ohne Grundstück
bestehend aus:					
Transportkosten	€	80.000	80.000	140.000	pauschal
Bauleistungen	m <sup>3</sup>	2.000	300	300	200 €/m <sup>3</sup>
Erdung	m <sup>2</sup>	500	750	1.300	50 €/m <sup>2</sup>
Kabelkanäle	m	50	150	500	140 €/m
Fundamente	m <sup>3</sup>	300	700	1.200	300 €/m <sup>3</sup>
Stahl	t	30	40	100	2.000 €/t
Sonstiges Material	€	32.000	32.000	40.000	
Montage System	h	5.000	4.000	8.000	
Inbetriebsetzung	h	1.500	1.500	2.000	

Tab. 34 Parameter der Investitionskosten – Fallstudie 420kV, 1 ½ Leistungsschalteranordnung

### 9.4.3 Parameter der Betriebsphase

Die Kostenbestandteile der Betriebsphase setzen sich gemäß der gewählten Kostenstruktur aus geplanten und ungeplanten Instandhaltungsaufwendungen zusammen. Die Instandhaltungsaufwendungen des Systemanteils basieren auf den Daten aus [CIG 94] und [CIG 00]. Die Auswahl und Interpretation des Datenmaterials wurde ausführlich im Abschnitt 5.5 dargelegt.

An dieser Stelle werden die ausgewählten Daten der geplanten Instandhaltungsmaßnahmen des Anlagenumfeldes dokumentiert. Die Maßnahmen der 145kV-Fallstudien sind in Tab. 35 dargestellt, die der 420kV-Fallstudien in Tab. 36. Die unterschiedlichen Maßnahmen werden unverändert für jeweils alle Fallstudien einer Spannungsebene angesetzt.

<sup>39</sup> Die Kosten vom Systemanteil und dem Anlagenumfeld sind relativ zu den Investitionskosten (System und Anlagenumfeld) der AIS 420kV in Doppelsammelschienenschaltung angegeben.

Maßnahme (in Manntagen)	Freq.	Qual.	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
<b>Gebäude</b>						
Innenreinigung	12	A	1,0	0,2	0,2	
Reinigung Toiletten, etc	26	A	0,2	0,3	0,3	
Prüfung des Daches, Wanddurchführungen	2	A	0,5	0,2	0,2	
<b>Technische Wartungen</b>						
Kranwartung	1	S	1,0	-	-	
Wartung Klimaanlage	1	S	-	-	-	keine Klimaanlage
Wartung Feuermeldeanl.	1	S	0,5	-	-	
Wartung Hilfsstromein- richtungen, Beleuchtung	1	S	0,5	0,2	0,2	
Gebäudeinstandsetzung (Malerarbeiten, Pflaste- rungen, Ausbesserungen)	0,1	A	15,0	10,0	10,0	alle 10 Jahre
<b>Außenanlagen</b>						
Rasenmähen	4	A	0,5	1,0	2,0	je 1.000 m² 1 Tag
Reinigung der Drainagen	2	A	0,5	0,5	1,0	
Prüfung der Fundamente, Zäune, HV-Geräte	2	A	0,2	0,5	1,0	
Reinigung Kabelkanäle	2	A	-	0,5	1,0	

Tab. 35 Maßnahmen zur geplanten Instandhaltung des Anlagenumfeldes, 145kV-Musteranlagen<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Erläuterung der Abkürzungen der Tabellenüberschrift:

Freq.: Frequenz: Häufigkeit der Maßnahme in Anzahl/Jahr

Qual.: Qualifikation: A: Arbeiter, S: Spezialist

Maßnahme (in Manntagen)	Freq.	Qual.	GIS	HIS	AIS	Bemerkung
<b>Gebäude</b>						
Innenreinigung	12	A	2,0	0,5	0,5	
Reinigung Toiletten, etc	26	A	0,5	0,3	0,3	
Prüfung des Daches, Wanddurchführungen	2	A	1,0	0,5	0,5	
<b>Technische Wartungen</b>						
Kranwartung	1	S	1,0	-	-	
Wartung Klimanlage	1	S	-	-	-	keine Klimaanlage
Wartung Feuermeldeanl.	1	S	0,5	-	-	
Wartung Hilfsstromein- richtungen, Beleuchtung	1	S	1,0	0,5	0,5	
Gebäudeinstandsetzung (Malerarbeiten, Pflaste- rungen, Ausbesserungen)	0,1	A	30,0	15,0	15,0	alle 10 Jahre
<b>Außenanlagen</b>						
Rasenmähen	4	A	1,0	2,0	5,0	je 1.000 m² 1 Tag
Reinigung der Drainagen	2	A	1,0	0,5	1,0	
Prüfung der Fundamente, Zäune, HV-Geräte	2	A	0,5	1,0	1,5	
Reinigung Kabelkanäle	2	A	-	1,0	2,0	

Tab. 36 Maßnahmen zur geplanten Instandhaltung des Anlagenumfeldes, 420kV-Musteranlagen<sup>41</sup><sup>41</sup> Erläuterung der Abkürzungen der Tabellenüberschrift:

Freq.: Frequenz: Häufigkeit der Maßnahme in Anzahl/Jahr

Qual.: Qualifikation: A: Arbeiter, S: Spezialist



# 10 Literatur

- [AES 02] AESCHBACH, H.; MIKES, E.; PONCHON, PH.; GALLON, F.: Influence of Electrical Arrangement and Rated Voltages on Substation Space Requirements and Total Costs for Various Gas- and Hybrid-Insulated Solutions. Cigré Session Paris, Paper 23-201, 2002.
- [ALE 85] ALEXANDER, R.W.: The Balance among GIS Reliability Component Reduncy, and Repair. Hrsg.: BOGGS, S. A.: Gas Insulated Substations - Technology and Practice. Toronto, Ontario, Canada, Pergamon Press, 1985.
- [ANG 91] ANG, J. S.; DUKAS, S. P.: Capital Budgeting in a Competitive Environment. In: Management Finance, 17. Jg, Heft 2, 1991.
- [ARL 86] ARLT, H.-J.: Life Support Cost (LSC). Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München, Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [AUT 82] AUTORENKOLLEKTIV: Investitions- und Innovationsplanung, Teilprojekt D, Berlin, 1982.
- [BAD 01a] BADER, J.; MÜLLER, P.; LUTZ, M.; FELD, H.: Kostenoptimierung – Berechnung der Kostenwirksamkeit am Beispiel eines Hochspannungsleistungsschalters. In: Energiewirtschaft Nr. 4945, Jg 00, Heft 13, 2001.
- [BAD 01b] BADER, J.; MÜLLER, P.; LUTZ, M.; FELD, H.: Kostenoptimierung – Modell zur Berechnung der Kostenwirksamkeit von Investitionsprojekten. In: Energiewirtschaft Nr. 4945, Jg 00, Heft 13, 2001.
- [BAL 00] BALZER, G.; NEUMANN, C.; STRNAD, A.: German Utilities' Experience with the Service Performance of GIS. Revue de l'Electricité et de l'Electronique, Heft 2, S 45, 2000.
- [BAL 02] BALZER, G.; SCHMITT, O.; SCHNEIDER, A.; GAL, S.; BALASIU, F.; BAKIC, K.: Life Cycle Assessment of Substations: A Procedure for an Optimized Asset Management. Cigré Session 2002, Paper 2-02, 2002.
- [BAL 98] BALZER, G.; BRANDL, M.; STRNAD, A.; SCHNETTLER, A.; MATHIS, M.: Rechnergestützte Instandhaltungsoptimierung im Netzbereich: Anwendung und prak-

- tische Erfahrung bei EVS. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97, Heft 12, S. 27, 1998.
- [BAL 05] BALZER, G., DRESCHER, D, HEIL, F., KIRESCH, P., MEISTER, R., NEUMANN, C.: Selection of Maintenance Strategy by Analysis of Service Experience. Cigré Symposium A3 & B3, Tokyo, 2005.
- [BAR 96] BARRINGER, H. P.: Life Cycle Cost Tutorial. Fifth International Conference on Process Plant Reliability, Houston, Texas, 1996.
- [BEC 86] BECKER, C.: Lebenszykluskosten (LCC) – Grundlagen und Anwendung bei Serienprodukten. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München: Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [BEI 93] BEICHELT, F.: Zuverlässigkeits- und Instandhaltungstheorie, Stuttgart: Teubner, 1993.
- [BIR 91] BIROLINI, A.: Qualität und Zuverlässigkeit technischer Systeme, Berlin: Springer Verlage, 1991.
- [BLA 78] BLANCHARD, B.: Design and Manage Life Cycle Cost, Portland, USA, 1978.
- [BLA 98] BLANCHARD, B.; FABRYCKY, W.: System Engineering and Analysis. New Jersey, USA: Prentice Hall, 1998.
- [BÖN 97] BÖNING, M.: Einsatzmöglichkeiten eines lebenszyklusorientierten Controlling von Produktionsanlagen. Dissertation. München: VVF, 1997.
- [BRE 04] BREUER, A.: UHF-Teilentladungsmessung als Beitrag zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung von gasisolierten Schaltanlagen. Dissertation. Aachen: Shaker-Verlag, 2004
- [BRO 01] BRONNER, A: Industrielle Planungstechniken – Unternehmens-, Produkt- und Investitionsplanung, Kostenrechnung und Terminplanung. Berlin: Springer, 2001.
- [BRÖ 86] BRÖER, N.; DÄUMLER, K.-D.: Investitionsrechnungsmethoden in der Praxis. Eine Umfrage, In: Buchführung, Bilanz, Kostenrechnung. Herne, Heft 13, 1986.
- [BRU 03] BRUNKE, J.H.: Circuit-Breakers: Past, Present, Future. In: Electra, Nr. 208, Juni 2003.
- [BUR 73] BURIANEK, P.: Folgekosten von Gebäuden, Dissertation. München. 1973.
- [CAIG 92] Cost Analysis Improvement Group (CAIG): Operating and Support Cost Estimating Guide. Office of the Secretary of Defense, Department of Defense: USA, 1992.



- [CAR 00] CARVALHO, A.; BOSSHARDT, P.; CHRISTIANSEN, U.; GUERRA, G.; TANG, L.; OLOVSSON, H.-E.: Functional Specification as Driver for Technical / Economical Optimisation of Substation. Cigré Session 2000, Report 23-101, 2000.
- [CIA 04] <http://www.cia.gov> : USA Statistics in Brief – Income, Prices, Energy, 25.08.2004
- [CIG 00]: Cigré WG 23-02, „Report on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) service experience” Cigré technical brochure, Ref. No. 150, 2000
- [CIG 01] Cigré WG 23-01 TF 1: Functional Specification for Substations. Cigre Electra paper 2000-191, 2001.
- [CIG 94] Cigré WG 13-06: „Final report on the second international enquiry on HV circuit-breaker failures and defects in service”, Cigré technical brochure, Ref. No. 83, 1994.
- [CIG 98] Cigré Joint Working Group 33/23.12: “Insulation Co-ordination of GIS: Return of experience, on site tests and diagnostic techniques”, Electra No. 176, 1998.
- [COE 02] COENENBERG, A.G.; MATTNER, G. R.; SCHULTZE, W.: Kostenmanagement im Rahmen der wertorientierten Unternehmensführung. Hrsg.: FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement – Wertsteigerung durch systematische Kostensteuerung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2002.
- [COL 98] COLOMBO, E.; BABUSCHI, G.; SPEZIALI, R.; ALDROVANDI, G.; BONFANTI, I.: Assessment of the Long-Term Behaviour of High Voltage Circuit Breakers under a Life-Cycle Testing and Verification of Dielectric Properties after Making and Breaking Tests. Cigré Session Papers, WG 13-203, 1998.
- [DAM 00] DAMSTRA, R.D.: A Review of Methods for the Management of Transmission Maintenance Outage Risks: 2000 Cigré Session Papers, Bericht 23/39-07, 2000.
- [DÄU 90] DÄUMLER, K.-D.: Leitfaden zur Investitionsrechnung. Herne: Verlag neue Wirtschaftsbrieft, 1990.
- [DÄU 91] DÄUMLER, K.-D.: Praxis der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung. Herne: Verlag neue Wirtschaftsbrieft, 1991.
- [DIN 18960] DIN 18960: Nutzungskosten im Hochbau, Ausgabe 08-1999.
- [DIN 40041] DIN 40041: Zuverlässigkeit - Begriffe, Ausgabe 12-1990.
- [DUB 99] DUBI, A.: Monte Carlo Applications in Systems Engineering. Chichester: John Wiley & Sons, 1999.

- [EWZ 98] Rechnergestützte Instandhaltungsoptimierung im Netzbereich: Anwendung und praktische Erfahrung bei EVS. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97, Heft 12, S. 27, 1998.
- [FEG 01] FEGER, R.: Sensoren und Verfahren der UHF-Teilentladungsmeßtechnik an gas-isolierten Schaltanlagen. Dissertation. Stuttgart, 2001.
- [FIC 04] FICKERT, L.; ABART, A.; SPITZL, W.; KAUSEL, W.: Stör- und Schadensfälle der österreichischen Stromnetze im Jahr 1999. VEÖ-Journal April/04, S. 42-46, 2004.
- [FIN 01] FINN, J., KARLSSON, D., KUUSELA, K., MAURAS, PH., CHANTON, J.-M., KEELY, G., OLOVSSON, H.-E.: Functional specification for Substations. Cigré WG 23.01 Substation Concepts, WG01.1. Reference Paper for SC23 Venezuela Colloquium October 2001.
- [FLO 86] FLOSDORFF, R., HILGARTH, G.: Elektrische Energieverteilung. Stuttgart: Teubner, 1986.
- [FRA 02] FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement in Deutschland. Hrsg.: FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement – Wertsteigerung durch systematische Kostensteuerung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2002.
- [FRA 97] FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement – Wettbewerbsvorteile durch systematische Kostensteuerung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 1997.
- [FRI 02] FRIBERG, G. et. al.: Experiences with Substation Optimisation considering new Technical and Economical Concepts. Cigre Session 2002, Paper 23-306, 2002.
- [FRÖ 94] FRÖHLING, O.: Strategisches Kostenmanagement: Paradigmenbeschwörung überdeckt Konzeptionsdefizite. Hrsg.: DELLMANN, K., FRANZ, K.-P.: Neuere Entwicklungen im Kostenmanagement. Bern: Verlag Paul Haupt, 1994.
- [FUR 85] FURUMASU, B.; RAY, J.: Managing the Transition from AIS to GIS Technology. Hrsg.: BOGGS, S. A.: Gas Insulated Substations - Technology and Practice. Toronto, Ontario, Canada: Pergamon Press, 1985.
- [GAN 96] GANN, J.: Internationale Investitionsentscheidungen multinationaler Unternehmen. Dissertation. Wiesbaden: Gabler Verlag, 1996.
- [GHA 00] GHARAHBEIGLU, B., HELBIG, D., SAEMI, R. P.: Life Cycle Cost Comparison between GIS and Conventional High Voltage Substation, 15th Intl Power Conference, Iran, 2000.
- [GON 91] GONZALEZ-URDANETA, G.E., KONOPNICKI, J., MARCANO, O., CISNEROS, E., MEIER, G., MARI, L., ROCCO, C.: Reliability of Substation Layouts. Cigré WG 2-02, S 38-91, Symposium Montréal 1991.

- 
- [GRA 76] GRABBE, H.-W.: Investitionsrechnung in der Praxis – Ergebnisse einer Unternehmensbefragung. Köln, 1976.
- [HAN 85] HANSEN, G.: Methodenlehre der Statistik. München, Verlag Vahlen, 1985.
- [HAS 81] HAB, D.; PELS LEUSDEN, G.; SCHWARZ, J.; ZIMMERMANN, H.: Das (n-1)-Kriterium in der Planung von Übertragungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft, 80, S. 923-926, 1981
- [HER 02] HERBST, A. F.: Capital Asset Investment. Chichester, England: John Wiley & Sons Ltd, 2002.
- [HOF 86] HOFMANN, D.: Kostenschätzung und –planung im Rahmen des neuen Lebenswegkostenkonzeptes der Bundeswehr. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München, Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [HOF 93] HOFMANN, D.: Planung und Durchführung von Investitionen. Wiesbaden: Gabler, 1993 (WW55:Z316)
- [IEC 300-2] IEC 300-2: Dependability management, Part 2 Dependability programme elements and tasks. First edition 1995-12.
- [IEC 60300] IEC 60300-3-3: Dependability management, Part 3 Application guide – Section 3: Life cycle costing. Second edition 1999-03.
- [IEC 60694] IEC 60694: Common Specifications for High-Voltage Switchgear and Control-gear Standards, 1996.
- [JAN 00] JANSSEN, A.L.J.; LANZ, W.; PEELO, D.F.; DE RADIGUÈS, G; MAKAREINIS, D.: Life Management of Circuit Breakers. 2000 Cigré Session Papers, Bericht 13-104, 2000.
- [JAN 98] JANSSEN, A.L.J.; YAMAGATA, Y.; LANZ, W.; ALDROVANDI, G; DEGEN, W.: Studies on Life Management of Circuit Breakers. 1998 Cigré Session Papers, WG 13-204, 1998.
- [KAJ 02] KAJÜTER, P.; NOACK, H.: Asset Managment als Ansatz zur Kostensenkung. Hrsg.: FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement – Wertsteigerung durch systematische Kostensteuerung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2002.
- [KEM 99] KEMMINER, J.: Lebenszyklusorientiertes Kostenmanagement und Erlösmanagement. Dissertation. Deutscher Universitätsverlag. 1999.
- [KLE 97] KLEIN, A.: Controllinggestütztes Produktmanagment. Dissertation. Wiesbaden: Gabler Verlag, 1997.

- 
- [KRA 99] KRALJ, D.: Controlling-Lexikon – Lebenszyklus, Lebenszykluskosten und Lebenszykluskostenrechnung. In: Controlling, Heft 4/5, , S. 227 – 228, April/Mai 1999.
- [KRU 02] KRUSCHWITZ, L.: Finanzierung und Investition. München: Oldenburg Verlag, 2002.
- [KÜP 94] KÜPPER, H.-U.: Vergleichende Analyse moderner Ansätze des Gemeinkostenmanagement. Hrsg.: DELLMANN, K., FRANZ, K.-P.: Neuere Entwicklungen im Kostenmanagement. Bern: Verlag Paul Haupt, 1994.
- [KÜT 94] KÜTING, K.; LORSON, P.: Neue Technologien: Instrumente und Objekte von Kostenrechnung und antizipativem Kostenmanagement. Hrsg.: DELLMANN, K., FRANZ, K.-P.: Neuere Entwicklungen im Kostenmanagement. Bern: Verlag Paul Haupt, 1994.
- [LAS 03a] LASKOWSKI, K.; DEGEN, W.: Modern GIS Applications under optimized Asset Management Aspects. ISH Delft, 2003.
- [LAS 03b] LASKOWSKI, K.; KHWAJA, A.: Compact High Voltage Switchgear Solutions. Cigré SC A3 Colloquium Sarajevo, 2003.
- [LAS 03c] LASKOWSKI, K., DEGEN, W.: Evaluation of Life Cycle Cost of High Voltage Switchgear Technologies. Cigré SC A3 Colloquium Sarajevo, 2003.
- [LAS 03d] LASKOWSKI, K.: Bewertung unterschiedlicher Technologien von Hochspannungsschaltanlagen mit Hilfe von Life Cycle Cost-Analysen. GIS-Anwenderforum, Darmstadt, 2003.
- [LAS 03e] LASKOWSKI, K.; DEGEN, W.: Innovative Solutions of GIS Substations – Life Cycle Considerations and its Impact on Asset Management. The 4th International Conference on Power Transmission and Distribution Technology, Peoples Republic of China, Changsha, 2003.
- [LAS 04a] LASKOWSKI, K.; GLAUBITZ, P.; KUSCHEL, M.: Diagnoseverfahren für Hochspannungsschaltanlagen und deren Einfluss auf Life Cycle Costs. ETG-Fachtagung, Köln, 2004.
- [LAS 04b] LASKOWSKI, K.; BALZER, G.; DEGEN, W.; HALFMANN, M.; HARTKOPF, T.; NEUMANN, C.: Strategies for Optimizing the Use of Substation Assets. Paper B3-101, Cigré Session, Paris, 2004.
- [LAS 04c] LASKOWSKI, K.; ALCOCER, A.; PEREZ, J.M.; PÖHLER, S.; SALAMANCA, F.; WESTRÖM, T.: Mixed Technology HV Switchgear and Substations: Optimised Service Strategies. Paper B3-204, Cigré Session, Paris, 2004.
- [LAS 04d] LASKOWSKI, K.; KUSCHEL, M.: Wirtschaftlicher Einsatz von Diagnoseverfahren in Hochspannungsschaltanlagen. GIS-Anwenderforum, Darmstadt, 2004.

- 
- [LAS 04e] LASKOWSKI, K.: Compact High Voltage Switchgear Solutions. MedPower Conference, Cyprus, 2004.
- [LAS 04f] LASKOWSKI, K.: Optimized Substation Configurations based on Life Cycle Cost Considerations. MedPower Conference, Cyprus, 2004.
- [LAS 05] LASKOWSKI, K.; KUSCHEL, M.: Economic Aspects of Online Monitoring of Gas Insulated High Voltage Switchgear Systems (GIS) Based on Life Cycle Cost Analysis. XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, 2005.
- [LIL 83] LILIEN, G.L.; KOTLER, P.: Marketing Decision Making. A Model-Building Approach. New York, 1983.
- [LIT 70] LITTLE, J.D.C.: Models and Managers: The Concept of a Decision Calculus. In: Management Science, Vol. 16, S. 466-485, 1970.
- [MAD 86] MADAUSS, B.: Lebenszykluskosten. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München, Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [MER 81] MERROW, E. W.: Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants. The Rand Corporation. Santa Monica, CA, 1981.
- [MÜL 77] Müller, E.; Kloo, B.: Analyse und Vergleich der Zuverlässigkeit von Schaltanlagen. In: etz, Bd. 98, Heft 8, S. 544-548. 1977.
- [OCO 90] O'CONNOR, P.D.T.: Zuverlässigkeitstechnik – Grundlagen und Anwendung, Weinheim: VCH Verlagsgesellschaft mbH, 1990.
- [OCO 91] O'CONNOR, P.D.T.: Practical Reliability Engineering, Chichester, England: John Wiley & Sons Ltd., 1991.
- [PAT 85] PATRUNKY, H.; OLSEN, W.: Service Experience and Maintenance Procedure. Hrsg.: BOGGS, S. A.: Gas Insulated Substations - Technology and Practice. Toronto, Ontario, Canada, Pergamon Press, 1985.
- [PEA 85] PEAT, A.J.; SABATH, J.: Economic Comparison of GIS and AIS for SCE's Serrano Substation. Hrsg.: BOGGS, S. A.: Gas Insulated Substations - Technology and Practice. Toronto, Ontario, Canada, Pergamon Press, 1985.
- [PFO 02] PFOHL, M. C.: Prototypgestützte Lebenszyklusrechnung. Dissertation. München: Verlag Franz Vahlen, 2002.
- [PIT 01] PITZ, V.: Zustandsbericht für die Instandhaltungsplanung für einen 123 kV-Leistungsschalter. Technischer Bericht. FGH. Mannheim, 2001.
- [PIT 02] PITZ, V.: Optimierte, zustandsabhängige Instandhaltung an Leistungsschaltern. Elektrizitätswirtschaft Heft 1-2., S. 32, 2002.

- 
- [POL 03] POLITANO, D.: Stress Dependent Economic Assessment on Innovations in Power Substations. Dissertation. Konstanz: Hartung-Gorre Verlag, 2003.
- [RAMS 03] Processdings Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS). Tampa: Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE), 2003.
- [REC 94] REICHMANN, T.; FRÖHLING, O.: Produktlebenszyklusorientierte Planungs- und Kontrollrechnungen als Bausteine eines dynamischen Kosten- und Erfolgscontrolling. Hrsg.: DELLMANN, K., FRANZ, K.-P.: Neuere Entwicklungen im Kostenmanagement. Bern: Verlag Paul Haupt, 1994.
- [RES 02] REISS, M.: Kostenmanagement und Change Management. Hrsg.: FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement – Wertsteigerung durch systematische Kostensteuerung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2002.
- [RIE 02] RIEZLER, S.: Produktlebenszykluskostenmanagement. Hrsg.: FRANZ, K.-P.; KAJÜTER, P.: Kostenmanagement – Wertsteigerung durch systematische Kostensteuerung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2002.
- [RIE 96] RIEZLER, S.: Lebenszyklusrechnung. Instrument des Controlling strategischer Projekte. Dissertation. Wiesbaden. Gabler Verlag, 1996.
- [ROL 92] ROLFES, B.: Moderne Investitionsrechnung. München: Oldenburg Verlag, 1992.
- [ROU 02] ROUSSEL, PH.; HOSSENLOPP, L.; GALLON, F.: Technical and economical evaluation of new air-insulated substation concepts. Paper 23-205, Cigré Session, Paris, 2002.
- [RÜC 94] RÜCKLE, D.; KLEIN, A.: Product-Life-Cycle-Cost Management. Hrsg.: DELLMANN, K., FRANZ, K.-P.: Neuere Entwicklungen im Kostenmanagement. Bern: Verlag Paul Haupt, 1994.
- [SEI 01] SEICHT, G.: Investition und Finanzierung. Wien: Linde Verlag, 2001.
- [SEI 02] SCHEINOST, U.: Schlaglicht Konjunkturflaute. ZVEI-Mitteilungen 21/2002, S. 10
- [SEL 86a] SCHELLE, H., SCHNOPP, R.: Probleme der Konstruktion von LCC-Modellen für Software-Produkte. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München, Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [SEL 86b] SCHELLE, H., VOGLMAIER, E.: LCC-Modelle und Expertensysteme. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München: Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [SNE 92] SCHNEEWEISS, W. G.: Zuverlässigkeitstechnik – von den Komponenten zum System. Köln: Datakontextverlag, 1992.

- 
- [STA 86] STARK, K.: Life Cycle Cost von Bauobjekten, dargestellt an einem praktischen Beispiel. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München: Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [STR 97] STRNAD, A.: Instandhaltungskonzepte. Energieforum 1997, ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, 1997
- [SUB 85] SCHUB, A.; STARK, K.: Life Cycle Cost von Bauobjekten – Methoden zur Planung von Erst- und Folgekosten. Köln: Verlag TÜV Rheinland, 1985.
- [SUL 92] SCHULTE, C.: Effektives Kostenmanagement – Methoden und Implementierung. Stuttgart, Schäffer Verlag, 1992.
- [SWE 03] SCHWEITZER, M.; KÜPPER, H.U.: Systeme der Kosten- und Erlösrechnung. Vah-  
lens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. München:  
Verlag Franz Vahlen, 2003.
- [SWE 99] SCHWEITZER, M.; ZIOLKOWSKI, U.: Interne Unternehmensrechnung: aufwandsori-  
entiert oder kalkulatorisch? Frankfurt/Main: Verlagsgruppe Handelsblatt,  
1999.
- [SZE 85] SZENTE VARGA, H. P.: The Economics of GIS-Application. Hrsg.: BOGGS, S. A.:  
Gas Insulated Substations - Technology and Practice. Toronto, Ontario,  
Canada: Pergamon Press, 1985.
- [THU 98] THURIES, E.; DELCOUSTAL, J.M.; GIRORDET, A.; GREJON, O.: The Circuit Breaking  
Disconnecter – A New Type of Switchgear to Simplify Substation Layouts  
and Improve their Operating Security. 1998 Cigré Session Papers, WG 13-  
102, 1998
- [TOL 98] TOLAND, R.J.; KLOEBER, J.M.; JACKSON, J.A.: A Comparative Analysis of Haz-  
ardous Waste Remediation Alternatives. In: Interfaces 28: Sept-Oct 1998.
- [TRO 94] TROSSMANN, E.: Situationsbezogene Kalkulation im betrieblichen Güterfluss-  
netzwerk. Hrsg.: DELLMANN, K., FRANZ, K.-P.: Neuere Entwicklungen im  
Kostenmanagement. Bern: Verlag Paul Haupt, 1994.
- [VDEW 01] VDEW: Verbändevereinbarung II+ – Kriterien zur Bestimmung von Netznut-  
zungsentgelten für elektrische Energie und Prinzipien der Netznutzung,  
2001.
- [VDEW 02] VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1999 – Bundesrepublik Deutschland  
gesamt, Ergebnisse für die Mittel- und Hochspannungsnetze der Bundes-  
republik Deutschland. Frankfurt am Main: VDEW Energieverlag, 2002.
- [VDN 03] VDN- Störungs- und Schadensstatistik 2000 – Bundesrepublik Deutschland ges-  
amt, Ergebnisse für die Mittel- und Hochspannungsnetze der Bundesre-  
publik Deutschland. Frankfurt am Main: VDEW Energieverlag, 2003.

- 
- [VEN 03] VENNEGEERTS, H., WECK, K.-H.: Zuverlässigkeitstechnische Auswirkung und Wirtschaftlichkeit von Instandhaltungsstrategien in elektrischen Verteilungsnetzen, FGH-Fachtagung Mannheim, 2003.
- [VIN 86] VINBRUCK, K.: Lebensweg-Kostenschätzung für die Logistik-Bereiche „Herstellung und Erhaltung der Versorgungsreife“. Hrsg.: Schelle, H. et al.: Symposium Life Cycle Cost, München: Gesellschaft für Projektmanagement INTERNET Deutschland, 1986.
- [VOR 86] VORWERK, H.J.: Operational Experience with GIS for 145 an 245kV. Hrsg.: BOGGS, S. A.: Gas Insulated Substations - Technology and Practice. Toronto, Ontario, Canada: Pergamon Press, 1985.
- [VWEW 93] Investitionsrechnung in der Elektrizitätsversorgung. Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag, 1993.
- [WIL 82] WILDEMAN, H.: Kostenprognosen bei Großprojekten. Stuttgart: C. E. Poeschel Verlag, 1982.
- [WIL 87] WILDEMAN, H.: Investitionsplanung und Wirtschaftlichkeitsrechnung für flexible Fertigungssysteme (FFS). Stuttgart: Fachverlag für Wirtschaft und Steuern Schäffer GmbH & Co, 1987.
- [WIL 96] WILDEMAN, H.: Anlagenproduktivität – Leitfaden zur Steigerung der Anlagenefizienz. München:TCW Transfer Centrum GmbH, 1996.
- [WIN 98] Handbuch Win-Workshop. Siemens in Zusammenarbeit mit Stern Stewart & Co. München, 1998.
- [WÜB 82] WÜBBENHORST, K.: Lebenszykluskosten. Hrsg: Schulte, C.: Effektives Kostenmanagement – Methoden und Implementierung. Stuttgart: Schäffer Verlag, 1992.
- [WÜB 84] WÜBBENHORST, K.: Konzept der Lebenszykluskosten – Grundlagen, Problemstellungen und technologische Zusammenhänge. Dissertation. Darmstadt, Verlag für Fachliteratur, 1984.
- [ZEH 96] ZEHBOLD, C.: Lebenszykluskostenrechnung. Dissertation. Wiesbaden: Gabler Verlag, 1996.
- [ZIM 99] ZIMMERMANN, W; OSTERHOLDT, A.; BACKES, J: Systemvergleich GIS/AIS für Versorgungsnetze in Ballungsräumen. In: ABB-Technik 2/1999.



# 11 Lebenslauf

---

Karsten Laskowski, Dipl.-Ing. (TU)

geboren am 27.07.1966

verheiratet, 2 Kinder

## Ausbildung

---

1985 - 1991	Studium der Physikalischen Ingenieurwissenschaft an der TU Berlin Schwerpunkte: Strömungstechnik, Allgemeine Mechanik
1988 – 1989	Auslandsstudium in Frankreich: Ecole Centrale de Lyon Schwerpunkte: Akustik, Schwingungslehre
1978 - 1984	Sophie-Charlotte-Gymnasiums, Berlin Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

## Berufliche Erfahrungen

---

	Siemens AG, Power Transmission and Distribution, High Voltage
seit 2004	- Leiter GIS Produktion
2000 – 2004	- Leiter Entwicklung GIS Primärtechnik
1998 – 2000	- Mitarbeiter in Strategie und Planung
1997	- Projektmanagement Anlagenprojekte
1993 – 2004	- Qualitätsbeauftragter
1991 – 1993	- Entwicklungsingenieur Lösch- und Antriebssysteme